

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL ECUADOR-MATRIZ
FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y CONTABLES

**TESIS DE MAGÍSTER EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS CON
MENCIÓN EN GERENCIA DE LA CALIDAD Y PRODUCTIVIDAD**

**DISEÑO DE UN MODELO DE GESTIÓN DE RIESGOS PARA LOS
PROCESOS DE PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA DE LA
CORPORACIÓN CENACE**

ING. EDISON JAVIER IZA CHANGO

DIRECTORA: ING. PATRICIA SALAZAR SANTAMARÍA, MBA.

QUITO, 2015

DIRECTORA:

Ing. Patricia Salazar Santamaría, MBA.

INFORMANTES:

Ing. Rodrigo Saltos Mosquera, MBA.

Ing. Mariano Merchán Fossati, MBA.

DEDICATORIA

Para toda mi familia, que me ha impulsado y apoyado para seguir en las sendas del destino que Dios me ha permitido caminar.

AGRADECIMIENTO

Para mis amigos, compañeros y profesores, que me apoyaron con sus acciones y palabras para finalizar el presente trabajo.

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO	xi
INTRODUCCIÓN	xiii
1. SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	1
1.1 SISTEMA ELÉCTRICO	1
1.2 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	1
1.3 DESCRIPCIÓN DE LA CORPORACIÓN CENACE	3
1.3.1 Normativa asociada al CENACE.....	4
1.3.2 Funciones del CENACE	5
1.3.3 Descripción de los procesos del CENACE.....	6
1.4 SISTEMA DE CALIDAD DEL CENACE	8
1.4.1 Seguimiento y Control	11
1.4.1.1. <i>Planificación Estratégica:</i>	11
1.4.1.2. <i>Cuadro de Mando Integral (CMI):</i>	12
1.4.1.3. <i>Actas de Compromiso y Contratos Cliente – Proveedor:</i>	14
1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	15
2. PROCESO DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	22
2.1 ORIGEN Y ANTECEDENTES DEL RIESGO	22
2.2 DEFINICIONES ASOCIADAS AL RIESGO	22
2.2.1 Definición de Riesgo.....	22
2.2.2 Fuentes de Riesgo	23
2.3 PROCESO DE GESTIÓN DE RIESGOS	24
2.4 ESTÁNDARES ASOCIADOS A LA GESTIÓN DE RIESGOS	26
2.5 ANÁLISIS NORMA ISO 31000:2011	26
2.5.1 Estructura de la Norma ISO 31000:2011	27
2.5.1.1 <i>Cláusula 1:</i>	27
2.5.1.2 <i>Cláusula 2:</i>	28
2.5.1.3 <i>Cláusula 3:</i>	29
2.5.1.4 <i>Cláusula 4:</i>	30
2.5.1.5 <i>Cláusula 5: Estructura de la gestión del riesgo</i>	31
2.6 HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE RIESGOS.....	32
2.6.1 Establecimiento del contexto	33

2.6.2	Métodos para analizar los riesgos	33
2.6.3	Técnicas de evaluación de riesgos	34
2.6.4	Técnicas para el tratamiento de riesgos	41
3.	PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA GESTIÓN DE RIESGOS EN LOS PROCESOS DE PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA DEL CENACE	44
3.1	PROPUESTA DE MODELO PARA LA GESTIÓN DE RIESGOS, USO DE LA NORMA ISO 31000	44
3.2	DEFINICIÓN DEL COMPROMISO	48
3.3	DEFINICIÓN DEL GRUPO DE TRABAJO (RESPONSABILIDADES).....	48
3.4	DEFINICIÓN DEL CONTEXTO	49
3.5	DEFINICIÓN DE LOS CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS DEL RIESGO	51
3.5.1	Definición de riesgos asociados a la planificación eléctrica del CENACE.....	51
3.5.2	Definición de los niveles de impacto y de probabilidad de riesgos	54
3.5.3	Definición de la matriz de riesgos	56
3.5.4	Determinación de los niveles de aceptación del riesgo	57
3.5.5	Determinación del nivel de riesgo	57
3.6	IDENTIFICACIÓN DEL RIESGO	58
3.6.1	Definición de causas	58
3.6.2	Determinación de las consecuencias.....	59
3.7	ANÁLISIS DEL RIESGO	61
3.8	EVALUACIÓN DEL RIESGO	64
3.9	TRATAMIENTO DEL RIESGO	67
3.9.1	Generalidades.....	67
3.9.2	Definición de opciones para el tratamiento del riesgo	69
3.10	DEFINICIÓN DEL PROCESO PARA EL MONITOREO Y REVISIÓN.....	71
3.11	DEFINICIÓN DEL PROCESO DE COMUNICACIÓN Y MEJORA CONTINUA .	74
4.	ANÁLISIS DE PROPUESTA DEL DISEÑO APLICADO A LOS PROCESOS DE PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA DEL CENACE.....	76
4.1	ANÁLISIS SITUACIONAL DEL MANEJO DE RIESGOS EN LA CORPORACIÓN CENACE.....	76
4.2	PROCESOS DE PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA	77
4.2.1	Objetivos de calidad relacionados con el análisis.....	77
4.2.2	Descripción de los procesos de APEL	78
4.3	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	81

4.3.1	Definición del compromiso.....	82
4.3.2	Definición del grupo de trabajo (responsabilidades)	83
4.3.3	Definición del contexto.....	83
4.3.4	Definición de los criterios para el análisis del riesgo	90
4.3.5	Definición de los riesgos asociados a la planificación eléctrica del CENACE	90
4.3.5.1	<i>Tipos de riesgo asociados a la Planificación Eléctrica Estacional:</i>	90
4.3.5.2	<i>Definición de los tipos de riesgo asociados a los procesos de la Planificación Eléctrica Estacional:</i>	91
4.3.6	Definición los niveles de impacto y de probabilidad de riesgos.....	93
4.3.6.1	<i>Niveles de impacto</i>	93
4.3.6.2	<i>Niveles de probabilidad</i>	93
4.3.7	Definición de la matriz de riesgos	94
4.3.8	Determinación de los niveles de aceptación del riesgo	95
4.3.9	Determinación del nivel de riesgo	95
4.3.10	Identificación del riesgo	95
4.3.11	Definición de causas.....	101
4.3.11.1	<i>Riesgo Estratégico</i>	101
4.3.11.2	<i>Riesgo de Asignación de Recursos</i>	102
4.3.11.3	<i>Riesgo Operacional</i>	102
4.3.11.4	<i>Riesgo de Entorno</i>	103
4.3.12	Análisis del riesgo	103
4.3.12.1	<i>Análisis Cualitativo</i>	103
4.3.12.2	<i>Análisis Cuantitativo</i>	104
4.3.13	Evaluación del riesgo	107
4.3.14	Tratamiento del riesgo y definiciones	108
4.3.15	Definición del proceso para el monitoreo y revisión	111
4.3.16	Definición del proceso de comunicación y mejora continua	112
4.4	PROPUESTA GENERAL.....	113
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	115
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	117
	ANEXOS	120

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Representación esquematizada de un sistema eléctrico de potencia y distribución de energía eléctrica.	1
Figura 2. Organigrama del CENACE.	6
Figura 3. Procesos de valor y facilitadores del CENACE.	8
Figura 4: Tendencia de Perspectiva financiera.	13
Figura 5: Tendencia de Perspectiva de Procesos.	13
Figura 6: Tendencia de Perspectiva de Cliente Interno.	14
Figura 7: Tendencia de Perspectiva de Crecimiento y Desarrollo.....	14
Figura 8: Macroproceso Planificar la Operación Energética y Eléctrica del SNI.	18
Figura 9: Macroproceso Realizar Despacho Económico.....	19
Figura 10: Proceso 1.2, Realizar la Planificación Eléctrica Estacional.	19
Figura 11: Proceso 1.4, Actualización de Estudios Eléctricos.....	20
Figura 12: Macroproceso 2, Realizar Despacho Económico (proceso compartido con APEO).	20
Figura 13: Estructura cláusula 4 de la Norma ISO 31000:2011.	30
Figura 14: Estructura de la Norma ISO 31000:2011.	31
Figura 15: Estructura de la Norma ISO 31000:2011.	32
Figura 16: Técnicas de evaluación de riesgos.....	35
Figura 17: Flujograma del modelo propuesto.....	47
Figura 18: Formato del mapa de riesgos.....	57
Figura 19: Ejemplo de análisis de espina de pescado.....	58
Figura 20: Disminución del nivel de riesgo.....	68
Figura 22: Disminución del nivel de riesgo.....	81
Figura 23: Matriz de riesgo a ser utilizada.....	94
Figura 24: Análisis espina de pescado, riesgo estratégico.....	101
Figura 25: Análisis espina de pescado, riesgo de asignación de recursos.....	102
Figura 26: Análisis espina de pescado, riesgo operacional.....	102
Figura 27: Análisis espina de pescado, riesgo de entorno.....	103
Figura 28: Matriz de riesgos del proceso Realizar Planificación Eléctrica Estacional.....	107

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano.....	2
Tabla 2: Sectores productivos donde se aplican las técnicas de evaluación de riesgos.....	39
Tabla 3: Aplicabilidad de las herramientas usadas para la valoración de riesgo.....	40
Tabla 4: Formato para la definición del Contexto.....	50
Tabla 5: Formato para la definición de tipos de riesgo.....	52
Tabla 6: Criterios de probabilidad para la evaluación de riesgos.....	55
Tabla 7: Criterios de impacto para la evaluación de riesgos.....	55
Tabla 8: Formato para la identificación de riesgos.....	59
Tabla 9: Listado preliminar de riesgos.....	60
Tabla 10: Matriz para el análisis de riesgos.....	62
Tabla 11: Matriz para el análisis de riesgos (eventos de violaciones de frecuencia).....	66
Tabla 12: Matriz para el análisis de riesgos (eventos de violaciones de voltaje).....	66
Tabla 13: Matriz para la aplicación del tratamiento del riesgo.....	69
Tabla 14: Matriz para el monitoreo y evaluación del indicador de la gestión del riesgo.....	73
Tabla 15: Matriz para el monitoreo y evaluación del indicador de la gestión del riesgo.....	75
Tabla 16: Despliegue de los macroprocesos, procesos y subprocesos de APEL.....	79
Tabla 17: Productos y/o servicios de los procesos y subprocesos de APEL.....	80
Tabla 18: Requerimientos y productos del Proceso Realizar Planificación Eléctrica Estacional.....	82
Tabla 19: Subproceso Determinar Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia.....	83
Tabla 20: Subproceso Determinar Reservas.....	85
Tabla 21: Subproceso Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal.....	86
Tabla 22: Subproceso Bandas de Voltaje y Factores de Potencia.....	87
Tabla 23: Subproceso Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales.....	88
Tabla 24: Listado de Riesgos asociados a la Planificación Eléctrica Estacional.....	90
Tabla 25: Definición de los Tipos de Riesgo.....	91
Tabla 26: Definición de probabilidades para el análisis de riesgos.....	93
Tabla 27: Definición de los niveles de impacto para el análisis de riesgos.....	93
Tabla 28: Determinación de los niveles de aceptación y control del riesgo.....	95
Tabla 29: Matriz de identificación de riesgos.....	96
Tabla 30: Riesgos analizados mediante espina de pescado.....	101
Tabla 31: Matriz de análisis cualitativo de riesgos, determinación del nivel de riesgo.....	103

Tabla 32: Análisis cuantitativo del riesgo de Desabastecimiento del suministro de energía eléctrica.....	105
Tabla 33: Análisis cuantitativo del riesgo de Falta de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.....	106
Tabla 34: Matriz de tratamiento del riesgo.....	109
Tabla 35: Matriz de tratamiento del riesgo.....	111
Tabla 36: Matriz para el seguimiento de gestión de riesgos.....	113

RESUMEN EJECUTIVO

El suministro de energía eléctrica es un servicio muy importante para la vida y desarrollo de la comunidad, ya que basa su comportamiento en los criterios de continuidad y calidad que permiten al usuario final un nivel de satisfacción basado en la no afectación a sus actividades diarias.

El cumplimiento en los niveles de continuidad y calidad del suministro eléctrico pueden verse afectados por diferentes causas, que por la naturaleza del servicio son externas e internas, que pueden ser analizadas y controladas mediante un análisis de riesgos, e imponen la necesidad de la implementación de gestión de riesgos en la planificación y operación del suministro eléctrico.

En este trabajo se presentan varios temas y metodología que permitirán realizar la gestión de riesgos en una organización que planifica y opera el suministro eléctrico.

La tesis tiene cuatro capítulos: en el primer capítulo se describe el Sector Eléctrico Ecuatoriano; hacia dónde se enfoca el tema de la gestión de riesgos; también la descripción de la empresa CENACE, para cuyos procesos de planificación eléctrica se planteará el diseño de gestión de riesgos; finalmente, n el planteamiento de los posibles problemas que se pueden producir al no tener un manejo de riesgos a nivel técnico.

En el segundo capítulo se presenta el marco teórico y conceptual en el que se basará el presente trabajo, poniendo énfasis en el análisis de la norma ISO 31000:2011, en la cual se basará el diseño de un proceso de manejo o gestión de riesgos. Se analizan conceptos relacionados al tema de riesgos y se proponen definiciones relacionadas al área eléctrica, que

permitan el entendimiento y aplicabilidad de la gestión de riesgos hacia una empresa relacionada al sector eléctrico.

En el tercer capítulo se desarrolla la propuesta de un proceso de gestión de riesgos en los procesos de la Planificación Eléctrica en el CENACE, considerando las particularidades técnicas con la cual se realizan los procesos técnicos descritos.

En el cuarto capítulo, con la información disponible y actualizada que dispone el CENACE, se realiza el análisis del diseño propuesto, planteando finalmente un modelo que permita ser extensivo a los procesos de la cadena de valor que se desarrollan en el CENACE.

Finalmente, presento las conclusiones del análisis desarrollado, buscando que el tema pueda servir de base para realizar el desarrollo integral del proceso de gestión de riesgos de una empresa relacionada al sector eléctrico ecuatoriano.

INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico a nivel mundial tiene suma importancia, porque permite el desarrollo de la humanidad, ya que forma parte de procesos industriales, manufactureros, de servicios y residenciales, priorizando en todo momento la continuidad del servicio y los niveles de calidad y seguridad con que llega al usuario final.

Para mantener el suministro eléctrico, cumpliendo normas de calidad y seguridad, los diferentes entes que forman parte de la cadena del sector realizan diversas acciones que permiten asegurar este servicio, pero siempre estarán sujetas a factores internos y externos que impiden cumplir las normas o estándares establecidos, poniendo en riesgo el producto final de su gestión, el *suministro eléctrico*.

El manejo de riesgos a nivel mundial considera varios campos de acción, los mismos que están muy asociados al tema de inversiones, ganancias, mercados, banca, desastres naturales, riesgo humano, etc. En los últimos años, varios estamentos del sector eléctrico mundial han empezado a considerar el análisis de la Gestión de Riesgos y su área de incidencia, pero todavía enfocado principalmente al tema de mercado e inversiones.

El presente trabajo se enfoca en el manejo de riesgos en una empresa que administra de manera técnica el sector eléctrico, buscando reducir los riesgos asociados a su competencia y asegurando la continuidad, calidad y seguridad del suministro eléctrico al usuario final, y planteando las posibles acciones que permitan disminuir el riesgo en los procesos de administración que realiza.

La Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es la empresa encargada de la administración técnica y comercial del Sector Eléctrico Ecuatoriano; dentro de sus campos de acción esta la planificación a corto y mediano plazo del suministro eléctrico, y por ende asegurar en el día a día la continuidad, calidad y seguridad del servicio eléctrico al usuario final del Ecuador. El análisis del tema propuesto se enfocad al manejo de riesgos de los procesos de la Planificación Eléctrica del Sistema Nacional Interconectado que realiza el CENACE.

1. SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

1.1 SISTEMA ELÉCTRICO

Un sistema eléctrico está conformado por generadores, transformadores, líneas de transmisión, subestaciones de potencia y distribución, cuyo fin es generar energía eléctrica, transmitirla y posteriormente entregarla al usuario final. En la Figura 1 se presenta un esquema sencillo de un sistema eléctrico de potencia y distribución, cuyo objetivo es la entrega de energía eléctrica al cliente residencial o usuario final.

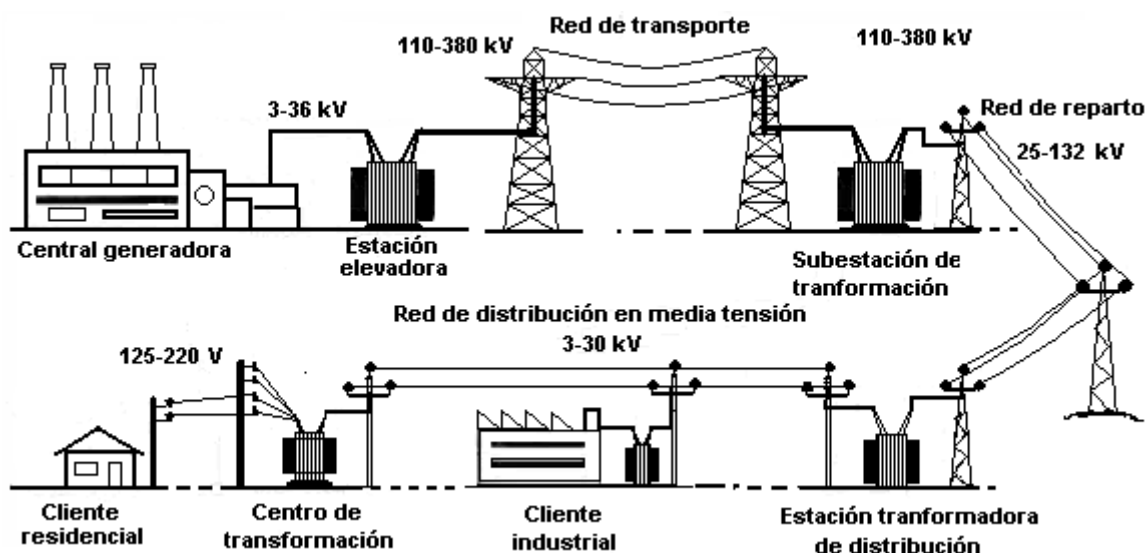


Figura 1. Representación esquematizada de un sistema eléctrico de potencia y distribución de energía eléctrica.

Fuente: www.cfe.gob.mx

1.2 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

El Sector Eléctrico Ecuatoriano (SEE) está conformado por entidades gubernamentales de control, administración técnica y comercial, generación de energía eléctrica, transmisión y distribución del servicio eléctrico. De manera resumida, en la Tabla 1 se detallan las entidades que conforman el Sector Eléctrico Ecuatoriano. Adicionalmente se

realizan intercambios de energía eléctrica con países vecinos, Colombia y Perú, tanto de importación como de exportación, produciéndose una interacción operativa y de información con las entidades responsables de la administración técnica y comercial, XM para Colombia y COES para Perú.

Tabla 2:

Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

Entidad		Función
Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, MEER		Organismo que emite las políticas gubernamentales para el manejo del sector eléctrico ecuatoriano.
Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.		Organismo regulador y emisor de normativa asociada al sector eléctrico.
Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE		Administración técnica y comercial del sector eléctrico ecuatoriano e interconexiones internacionales.
Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP		Organismo que agrupa las empresas de generación eléctrica estatales y la empresa nacional de transmisión.
Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP		Organismo que agrupa a 11 empresas de distribución, encargadas del suministro eléctrico al usuario final.
Empresa de transmisión	Empresa encargada de la transmisión de la energía eléctrica desde los puntos de generación hasta las empresas de distribución CELEC EP TRANSELECTRIC	
Empresas de generación eléctrica	Empresas encargadas de la producción de la energía eléctrica, usando recursos hidráulicos, gas, combustibles fósiles y eólicos.	
Empresas Estatales (CELEC EP)	Hidropaute	Electroquil
	Hidroagoyán	Elecaustro
	Hidronación	Intervisatrade
	Termogas Machala	Termoguayas Generation
	Electroguayas	ENERMAX
	Termoesmeraldas	EMAAP-Q
Empresas Privadas		

	Termopichincha		ECOLUZ
	Gensur		HIDALGO & HIDALGO
Empresas eléctricas de distribución	Empresas que se encargan de la entrega de la energía eléctrica al usuario final.		
	Regional Esmeraldas		Regional Norte S.A.
	Regional Manabí		Quito S.A.
	Regional Sucumbíos		Cotopaxi S.A.
	Regional Manabí		Ambato S.A.
	Regional Bolívar		Riobamba S.A.
CNEL EP	Regional Milagro	Empresas no agrupadas	Regional Centro Sur S.A.
	Regional Península Sta. Elena		Regional Sur S.A.
	Regional Guayas - Los Ríos		Azogues C.A.
	Regional El Oro		
	Regional Sto. Domingo		
	Regional Guayaquil		

Fuente: Plan Anual de Operación Enero - Diciembre 2014, CENACE.

1.3 DESCRIPCIÓN DE LA CORPORACIÓN CENACE

La administración técnica y comercial del SEE e interconexiones internacionales es realizada por el CENACE; para la parte técnica, se desempeña como el operador del sistema, coordinando la planificación y operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado (SNI), cuyas acciones son realizadas en coordinación con las empresas de generación, empresa de transmisión, las empresas de distribución y los operadores internacionales. Para la administración comercial, las transferencias de energía eléctrica en el SEE basa su funcionamiento en un sistema de contratos, cuyos participantes son las empresas de generación eléctrica y las empresas de distribución, con un pago adicional a la empresa de transmisión, permitiendo realizar el cierre cuentas desde la producción de energía eléctrica, la transmisión y la entrega al usuario final. Para el caso de las interconexiones internacionales

existen otros mecanismos de liquidación que son particulares para cada operador del sistema internacional.

1.3.1 Normativa asociada al CENACE

El CENACE basa su funcionamiento en la Ley del Régimen del Sector Eléctrico (1996) y en el Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, donde se definen las funciones globales y específicas que tiene el CENACE, y adicionalmente, para el presente trabajo, se considerarán otras regulaciones: CONELEC Nro. 006/00, Procedimientos de Despacho y Operación, donde se detallan las funciones técnicas que son responsabilidad del CENACE, y CONELEC Nro. 007/00, Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista, donde se realizan definiciones puntuales sobre las actividades que debe cumplir el CENACE.

La función global de la Corporación CENACE es tener a su cargo la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); debe resguardar las condiciones de seguridad de la operación del SNI, responsabilizarse por el abastecimiento de energía al mercado al mínimo costo posible, preservar la eficiencia global del sector y crear condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras, sin ninguna discriminación entre ellas, facilitándoles el acceso al sistema de transmisión.

Esta función global está expresada en el Artículo 23 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Según el Artículo 24 de la mencionada Ley corresponde al Centro Nacional de Control de Energía:

- a) Recabar de todos los actores del MEM sus planes de producción y mantenimiento, así como sus pronósticos de la demanda de potencia y energía de corto plazo;
- b) Informar del funcionamiento del MEM y suministrar todos los datos que le

requieran, o que sean necesarios, al Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC;

- c) La coordinación de la operación en tiempo real del SNI, en condiciones de operación normal y de contingencia, ateniéndose a los criterios y normas de seguridad y calidad que determine el CONELEC;
- d) Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación;
- e) Controlar que la operación de las instalaciones de generación la efectúe cada titular de la explotación, sujetándose estrictamente a su programación;
- f) Aportar con los datos que requiera el Director Ejecutivo del CONELEC para penalizar a los generadores, de conformidad a lo señalado en el Reglamento respectivo, por el incumplimiento no justificado de las disposiciones de despacho impartidas;
- g) Asegurar la transparencia y equidad de las decisiones que adopte;
- h) Coordinar los mantenimientos de las instalaciones de generación y transmisión, así como las situaciones de racionamiento en el abastecimiento que se puedan producir; y,
- i) Preparar los programas de operación para los siguientes doce meses.

1.3.2 Funciones del CENACE

De manera general, la primera función que realiza el CENACE es la administración técnica del SNI, que comprende la planificación de la generación, el control y la supervisión permanente de la operación del sistema, cumpliendo condiciones de seguridad, calidad y al

mínimo costo posible; la segunda función consiste en la valoración y liquidación monetaria de los intercambios de energía generada y consumida entre generadores y empresas de distribución, respectivamente, incluyendo las interconexiones internacionales.

La administración técnica del CENACE es ejecutada básicamente por dos direcciones: la Dirección de Planeamiento (DPL) y la Dirección de Operaciones (DOP); la primera se encarga de las labores de planificación energética y eléctrica del Sistema Nacional Interconectado, y la segunda se encarga de la supervisión, coordinación y operación en tiempo real del SNI.

La valoración y liquidación de las transacciones de energía eléctrica e intercambios internacionales es ejecutada por la Dirección de Transacciones Comerciales (DTC).

1.3.3 Descripción de los procesos del CENACE

La Corporación CENACE basa su funcionamiento de acuerdo al organigrama que se muestra en la Figura 2:

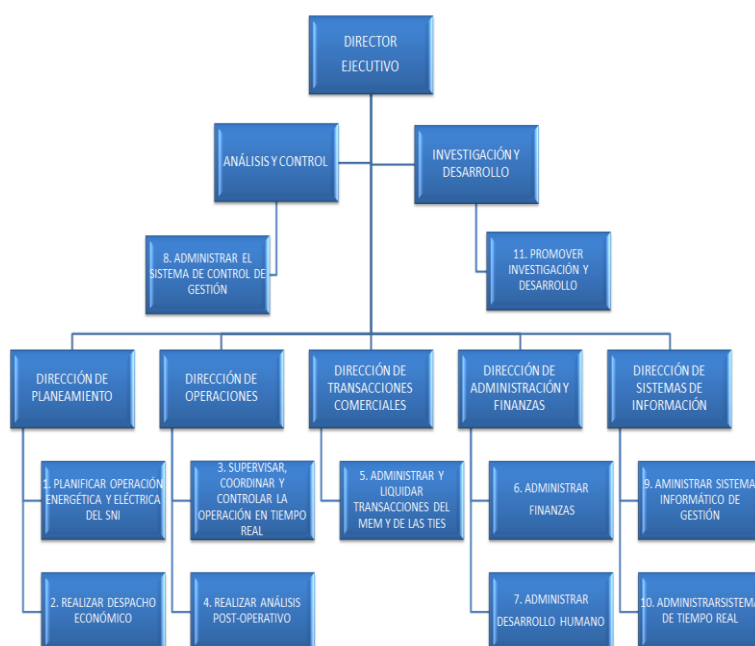


Figura 2. Organigrama del CENACE.

Fuente: CENACE, Manual de Calidad del CENACE, versión 35.

A continuación, una descripción de las diferentes direcciones o áreas que forman parte del organigrama del CENACE:

- La Dirección Ejecutiva es la responsable de administrar todos los procesos de la Corporación CENACE, que está asesorada por el Área Jurídica (AJ), el Área de Análisis y Control (AC) y el área de Investigación y Desarrollo (ID).
- La Dirección de Planeamiento se encarga de la planificación energética y eléctrica a corto, mediano y largo plazo del Sistema Nacional Interconectado, y está conformada por dos áreas: el Área de Planeamiento Energético (APEO) y el Área de Planeamiento Eléctrico (APEL).
- La Dirección de Operaciones tiene las funciones de supervisión y operación del sistema de tiempo real del Sistema Nacional Interconectado (Área Centro de Operaciones, ACDO) y del análisis post operativo (Área de Análisis de la Operación, AADO).
- La Dirección de Transacciones Comerciales se encarga de realizar las liquidaciones de las transacciones de electricidad en el Sistema Nacional Interconectado e Interconexiones Internacionales.
- La Dirección de Sistemas de Información es un área de apoyo, encargada de mantener y supervisar los diversos sistemas tecnológicos con los que cuenta el CENACE, y está conformada por el Área de Informática y el Área de Sistema de Tiempo Real.

- La Dirección de Administración y Finanzas es el área de administración de personal, compras, finanzas y pagos, que permite mantener el recurso humano y de suministros, permitiendo el cumplimiento de las funciones del CENACE.
- Adicionalmente se ubican dos áreas anexas a las Dirección Ejecutiva: Análisis y Control (AC), e Investigación y Desarrollo (ID); la primera se encarga de realizar el seguimientos del sistema de gestión del CENACE y el control de los informes, que son emitidos hacia fuera de la institución, y la segunda se encarga de impulsar proyectos de investigación y desarrollo técnicos en beneficio del sector eléctrico ecuatoriano.

Dentro del sistema de calidad del CENACE se pueden identificar los procesos que agregan valor, los gerenciales y los facilitadores; en la Figura 3 se muestra el diagrama referente.

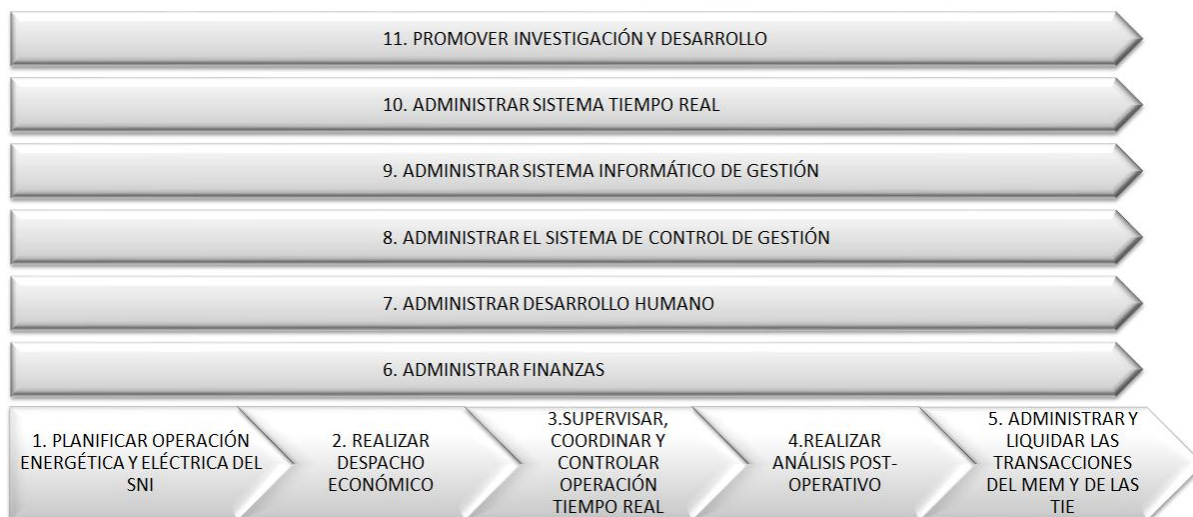


Figura 3. Procesos de valor y facilitadores del CENACE.

Fuente: CENACE, Manual de Procesos del CENACE, versión 22.

1.4 SISTEMA DE CALIDAD DEL CENACE

El CENACE tiene la certificación de la Norma ISO 9001:2008 en todos los procesos que conforman la Corporación, la misma que fue implantada en el año 2003, y está vigente hasta la presente fecha; adicionalmente ha participado en el Premio Nacional de Calidad de 2007, obteniendo la medalla de oro a la excelencia, en su primera participación.

En base a la Norma ISO 9001:2008, implementada en el CENACE, se han desarrollado las definiciones de la Misión, Visión, Política de Calidad y Objetivos de Calidad en las que basa su funcionamiento, las mismas que constan en el Manual de Calidad del CENACE (35 de enero de 2014, y que a continuación se detallan:

- *Visión:* Ser un Organismo Líder en la administración operativa y comercial del sector eléctrico ecuatoriano e Interconexiones Internacionales, que asegure una alta calidad, confiabilidad, y economía del suministro de electricidad, en concordancia con el modelo del desarrollo social y económico del país incluyendo la integración regional.
- *Misión:* La Corporación CENACE administra con seguridad, calidad y economía, tanto el funcionamiento técnico del Sistema Nacional Interconectado e interconexiones internacionales, como el funcionamiento comercial del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), incluyendo las transacciones internacionales de electricidad, cumpliendo la normativa para satisfacer a sus clientes. Esto se consigue mediante la gestión de un talento humano calificado y comprometido, la disponibilidad de los sistemas tecnológicos de información, y del mejoramiento continuo del Sistema de Gestión de la Calidad.
- *Política de Calidad:*

CENACE administra de manera eficaz y eficiente el funcionamiento técnico y comercial, del Sistema Nacional Interconectado y de las Interconexiones Internacionales, satisfaciendo a la ciudadanía con el servicio eléctrico en condiciones de seguridad, calidad, economía y sostenibilidad.

CENACE, en el marco de sostenibilidad y de conciencia social, en cuyos balances considera tanto los resultados económicos, ambientales y socioculturales, reconoce su compromiso de:

- Mejorar continuamente la eficacia y eficiencia de sus procesos de gestión, asumiendo la responsabilidad por la calidad de sus productos y servicios, la prevención, control y

mitigación de los impactos ambientales que pudiere generar, así como la protección y la prevención en los riesgos de seguridad y salud en el trabajo que podrían presentarse a los miembros de su organización.

- Establecer y revisar periódicamente objetivos y metas de calidad, ambiente, seguridad, salud en el trabajo, y responsabilidad social empresarial, en coherencia con esta política.
 - Cumplir con las normas y regulaciones legales vigentes en el Ecuador, así como con aquellos compromisos asumidos, aplicables a la calidad, ambiente, seguridad y salud en el trabajo; y responsabilidad social empresarial.
 - Crear ambientes de trabajo, seguros y saludables a través de la implementación de planes y programas preventivos inherentes a los factores de riesgo de la organización y mejorar la calidad de vida en el trabajo de sus colaboradores.
 - Propiciar la gestión de un talento humano calificado y comprometido, la disponibilidad de recursos necesarios, sistemas tecnológicos de información, el mejoramiento continuo del Sistema de Gestión.
 - Favorecer la participación de los trabajadores y sus representantes, en las actividades relacionadas con los procesos de calidad, seguridad y salud en el trabajo, y responsabilidad social empresarial; así como brindar atención a partes interesadas.
 - Ser el referente ecuatoriano en estándares de gestión empresarial, talento humano y tecnología, protagonista de la transformación de la matriz energética y de la integración eléctrica regional.
 - Mantener una gestión ética y socialmente responsable con sus partes interesadas (clientes, proveedores, trabajadores, comunidad, autoridades) que forman parte de su cadena de valor.
- *Objetivos de Calidad:*
 - ✓ Mantener las condiciones normales del Sistema después de que ocurra una contingencia simple, de acuerdo a la normativa.
 - ✓ Mantener los voltajes, frecuencia e intercambios internacionales.
 - ✓ Abastecer de energía al Mercado al mínimo costo de producción del Sistema.
 - ✓ Mantener la estabilidad del modelo del Mercado mediante la gestión eficaz de cartera.
 - ✓ Minimizar el número de reclamos en la liquidación; y, emisión de facturas de los intercambios internacionales.
 - ✓ Mejorar la satisfacción del cliente.

- ✓ Capacitar y entrenar al personal del CENACE con el 80% de eficacia.
- ✓ Mejorar la satisfacción del personal.
- ✓ Mantener la disponibilidad de los sistemas tecnológicos de información del CENACE.
- ✓ Mejorar continuamente el Sistema de Gestión de la Calidad del CENACE

1.4.1 Seguimiento y Control

El seguimiento y control de los procesos de la Corporación se los realiza mediante la aplicación de planificaciones estratégicas periódicas, Cuadro de Mando Integral (CMI), contratos cliente – proveedor, actas de compromiso, auditorías internas de calidad, revisiones de la dirección, encuestas de cliente externo, etc.

1.4.1.1. Planificación Estratégica:

La Planificación Estratégica del CENACE se realiza anualmente, en ella se determinan los objetivos estratégicos y las estrategias a seguir para alcanzar los objetivos planteados, buscando mantener la vanguardia en el sector eléctrico ecuatoriano. A continuación se detallan los objetivos estratégicos desarrollados en el Plan Estratégico CENACE 2014-2017(diciembre de 2013).

- Asegurar el abastecimiento eléctrico en el país bajo condiciones de seguridad, calidad, economía y sostenibilidad.
- Desarrollar competencias relacionadas a la planificación de la expansión y modelo de cartera del sector eléctrico.
- Contribuir a la transformación de la matriz energética.
- Participar proactivamente en el proceso de Integración Regional.
- Fortalecer el modelo de gestión hacia una Empresa Pública de Clase Mundial.

- Mejorar la gestión financiera del CENACE.

1.4.1.2. Cuadro de Mando Integral (CMI):

El cuadro de mando integral del CENACE está conformado por 4 perspectivas: la perspectiva financiera, la perspectiva de proceso, la perspectiva de cliente interno y la perspectiva de crecimiento y desarrollo.

- La perspectiva financiera se relaciona básicamente a la cobrabilidad de las alícuotas con las cuales funciona y se sostienen los procesos del CENACE.
- La perspectiva de procesos está enfocada a la determinación de indicadores que midan el desempeño de ciertas actividades críticas dentro de los procesos. Estos están relacionados con los índices de la perspectiva anterior, ya que miden el desempeño que los procesos deben tener para cumplir la perspectiva corporativa. Estos índices fueron determinados mediante una negociación efectuada entre Análisis y Control y cada una de las áreas de la Corporación.
- La perspectiva de cliente interno mide la calidad de los servicios que ofrece cada uno de los procesos de la Corporación, establecida por el cliente interno de los mismos. La calidad de los procesos está siempre en función de los servicios que la Corporación proporciona, que a su vez está determinada en los objetivos estratégicos y sus indicadores. Estos fueron establecidos mediante una negociación efectuada entre clientes y proveedores de los diferentes procesos.
- La perspectiva de crecimiento y desarrollo establece los índices referidos sobre todo al personal, para que los procesos cumplan con el desempeño requerido, y que las condiciones de calidad de los servicios proporcionados por los diferentes

procesos sean adecuadas a los requerimientos de los clientes de los mismos. Estos índices fueron también negociados con Análisis y Control.

En las Figuras 4, 5, 6 y 7 se presentan las tendencias del último año de análisis de los indicadores corporativos del Cuadro de Mando Integral vigente, información actualizada para el mes de julio de 2014.

Código	Descripción	Pond	Valor	Un	Meta	Desv.	Tendencia											
ICENF05	COBRABILIDAD DEL MEE	100,00%	1,000	pu	1	0,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
							1.0											
							0											

Figura 4: Tendencia de Perspectiva financiera.

Fuente: CENACE, Informe de Control de Gestión, julio de 2014.

Código	Descripción	Pond	Valor	Un	Meta	Desv.	Tendencia											
ICENP10	EFICACIA DEL MEJORAMIENTO CONTINUO (SAC)	21,43%	1,000	pu	1	0,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
							1.0											
							0											
ICENP10	EFICACIA DEL MEJORAMIENTO CONTINUO (SAP)	21,43%	0,200	pu	1	-80,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
							1.0											
							0											
ICENP12	DESEMPEÑO AGC, CPS1	9,43%	1,000	pu	1	0,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
							1.0											
							0											
ICENP13	DESEMPEÑO DEL AGC, CPS2	9,43%	1,000	pu	1	0,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
							1.0											
							0											
ICENP14	DESEMPEÑO DEL AGC, DCS	9,71%	1,000	pu	1	0,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
							1.0											
							0											
ICENP16	TIEMPO DE CICLO DE SELECCION DE PERSONAL	14,29%	1,000	pu	1	0,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
							1.0											
							0											
ICENP17	TIEMPO DE CICLO DE CONTRATACION DE PERSONAL	14,29%	1,000	pu	1	0,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
							1.0											
							0											

Figura 5: Tendencia de Perspectiva de Procesos.

Fuente: CENACE, Informe de Control de Gestión, julio de 2014.

Código	Descripción	Pond	Valor	Un	Meta	Desv.	Tendencia											
ICENI06	NIVEL DE SATISFACCIÓN DEL CUENTE EXTERNO	14,29%	1,000	pu	1	0,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
ICENI07	OPORTUNIDAD DE RECLAMOS	14,29%	1,000	pu	1	0,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
ICENI11	OPORTUNIDAD EN LA ASISTENCIA PROFESIONAL DE AJ	17,86%	1,000	pu	1	0,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
ICENI12	ATENCION EN LA ASISTENCIA PROFESIONAL DE AJ	17,86%	1,000	pu	1	0,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
ICENI13	OPORTUNIDAD EN LA ENTREGA DE LOS INDICADORES	17,86%	1,000	pu	1	0,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
ICENI14	OPORTUNIDAD EN LA ATENCION DE REVISION DE CONTRATOS	17,86%	1,000	pu	1	0,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul

Figura 6: Tendencia de Perspectiva de Cliente Interno.

Fuente: CENACE, Informe de Control de Gestión, julio de 2014.

Código	Descripción	Pond	Valor	Un	Meta	Desv.	Tendencia											
ICEND02	INDICE DE SATISFACCION LABORAL DEL EMPLEADO	50,00%	1,000	pu	1	0,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
ICEND03	CUMPLIMIENTO DEL PLAN DE FORMACION	50,00%	0,000	pu	1	-100,00%	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul

Figura 7: Tendencia de Perspectiva de Crecimiento y Desarrollo

Fuente: CENACE, Informe de Control de Gestión, julio de 2014.

Las metas de los indicadores son fijadas en la Planificación Estratégica de la Corporación o en las negociaciones de los contratos cliente – proveedor y actas de compromiso para el cumplimiento de metas para cada dirección.

Mensualmente el área de Análisis y Control realiza el Informe de Control de Gestión, donde se presentan todos los indicadores del CMI del CENACE, incluidos los indicadores constantes en los contratos cliente – proveedor y actas de compromiso respectivos, cuya información permite realizar el seguimiento de los indicadores, su tendencia, semaforización y seguimiento a posibles problemas.

1.4.1.3. Actas de Compromiso y Contratos Cliente – Proveedor:

Anualmente se establecen actas de compromiso de todas las direcciones del CENACE con el Área de Análisis y Control, donde se definen los indicadores, su descripción, metas y responsables que reflejan el desempeño de las cuatro perspectivas del Cuadro de Mando Integral, y también se establecen contratos cliente – proveedor, que permiten definir indicadores, responsables y metas respecto a los productos y/o servicios a nivel interno, que se presentan entre las diferentes direcciones de la Corporación.

Los indicadores definidos pueden ser de oportunidad y/o calidad, que permitan mantener un nivel de calidad aceptable.

1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.5.1 Determinación del problema

Uno de los objetivos estratégicos de los procesos de planificación del CENACE es asegurar el suministro eléctrico al sistema nacional interconectado, en base a estándares de confiabilidad, calidad y seguridad para el usuario final, que pueden cumplirse o no, al presentarse inconvenientes o imprevistos basado en factores tanto internos como externos, o a la información y sistemas informáticos que son utilizados para la ejecución de sus procesos.

Al momento, el CENACE cuenta con el procedimiento denominado “PR-CEN-02 Identificar y evaluar riesgos en procesos”, versión 2 (2012), que basa su ejecución en el modelo COSO ERM, cuyas acciones piloto han sido realizadas de manera escueta, con una aplicación piloto, en la Dirección de Operaciones, Sistema de Tiempo Real. Lamentablemente dicho procedimiento no ha sido ejecutado de manera periódica y concreta por diversas causas, y no ha tenido la mayor acogida, considerando que los procesos de valor del CENACE son básicamente de carácter técnico.

Si bien los procesos técnicos del CENACE se los ejecuta cumpliendo la normativa vigente relacionada, pueden existir factores internos y externos que no permitirían cumplir con los niveles de calidad, seguridad y continuidad del servicio eléctrico; por lo tanto se plantea diseñar un nuevo proceso de gestión de riesgos basado en la norma ISO 31000:2009, que permita considerar de mejor manera la implementación y aplicación efectiva en los procesos técnicos del CENACE , que de manera piloto será desarrollada para el Área de Planificación. Eléctrica.

Si bien el procedimiento “PR-CEN-02 Identificar y evaluar riesgos en procesos”, versión 2 (2012), considera el uso de 2 indicadores para el control y seguimiento de la gestión de riesgos del CENACE, los mismos no han sido desarrollados y evaluados, para el presente trabajo se planteará la inclusión de un indicador que permita realizar el seguimiento a la gestión de riesgos de los procesos de valor que ejecuta el CENACE.

A continuación se exponen los efectos negativos que se pueden presentar en los procesos técnicos del CENACE, considerando diversas causas que se expondrán en el siguiente numeral:

- Posibilidad de no cubrir el suministro eléctrico de manera continua al país al corto y mediano plazo (cortes al suministro eléctrico).
- Mala calidad de servicio eléctrico entregado al usuario final.
- Posibilidad de cortes parciales o totales del suministro eléctrico ante la no programación del parque generador requerido para la ejecución efectiva de mantenimientos en el sistema nacional de transmisión.

- Cortes de suministro eléctrico, producto de la mala programación o falla humana durante la ejecución de mantenimientos en los elementos del sistema de nacional de transmisión.

Las posibles causas que podrían producir el NO cumplimiento de los objetivos estratégicos y de calidad del CENACE se exponen a continuación:

- Mala capacitación del personal encargado de mantenimientos.
- Indisponibilidad súbita de elementos de generación o transmisión.
- Errores en el análisis energético y eléctrico, que no permiten visualizar posibles problemas en el suministro eléctrico al usuario final.
- Error humano en el manejo el software que utiliza el CENACE en sus procesos de planificación.
- Falta de información concerniente a los procesos de planificación.
- Fallas en los elementos del sistema nacional de transmisión, originadas por causas humanas o naturales.

Por lo tanto se hace necesario el diseño de un proceso de gestión de riesgos que permita evaluar los riesgos de carácter técnico, determinar y definir los factores internos y externos que podrían afectar los procesos de planificación eléctrica, toma de decisiones, mecanismos de evaluación y valoración de riesgos; y finalmente el control, seguimiento y mitigación de los riesgos determinados.

1.5.2 Definición del área de investigación

La Dirección de Planeamiento (DPL) del CENACE está conformada por dos áreas: el Área de Planificación Energética (APEO) y el Área de Planificación Eléctrica (APEL), las cuales tienen definidos sus procesos de manera individual, pero existen temas en los que participan las dos áreas, ya que existen procesos que son trabajados de manera complementaria.

En las Figuras 8 y 9 se muestran los dos macroprocesos que son de responsabilidad de la DPL, con el detalle de los procesos y subprocesos respectivos:



Figura 8: Macroproceso Planificar la Operación Energética y Eléctrica del SNI.

Fuente: CENACE, Manual de Procesos del CENACE, versión 22.

2. REALIZAR DESPACHO ECONÓMICO

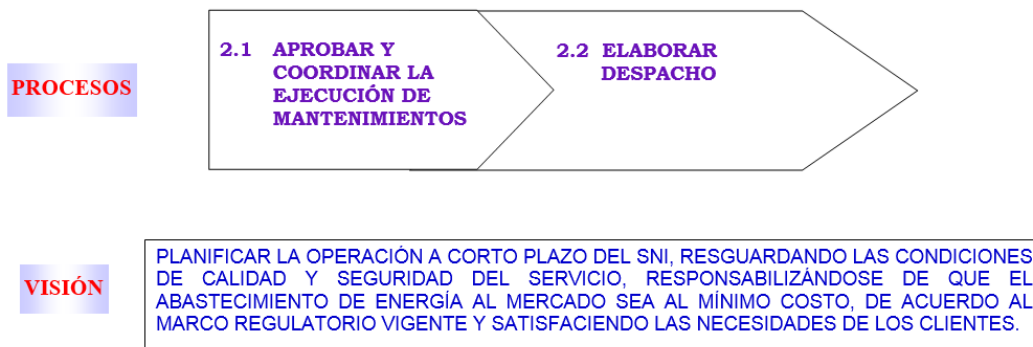


Figura 9: Macroproceso Realizar Despacho Económico.

Fuente: CENACE, Manual de Procesos del CENACE, versión 22.

Para el desarrollo del presente trabajo, la metodología planteada se basará en el análisis de los riesgos enfocados a los procesos realizados en el Área de Planificación Eléctrica (APEL); en las Figuras 10, 11 y 12 se presentan los diagramas de procesos que son de responsabilidad del APEL:

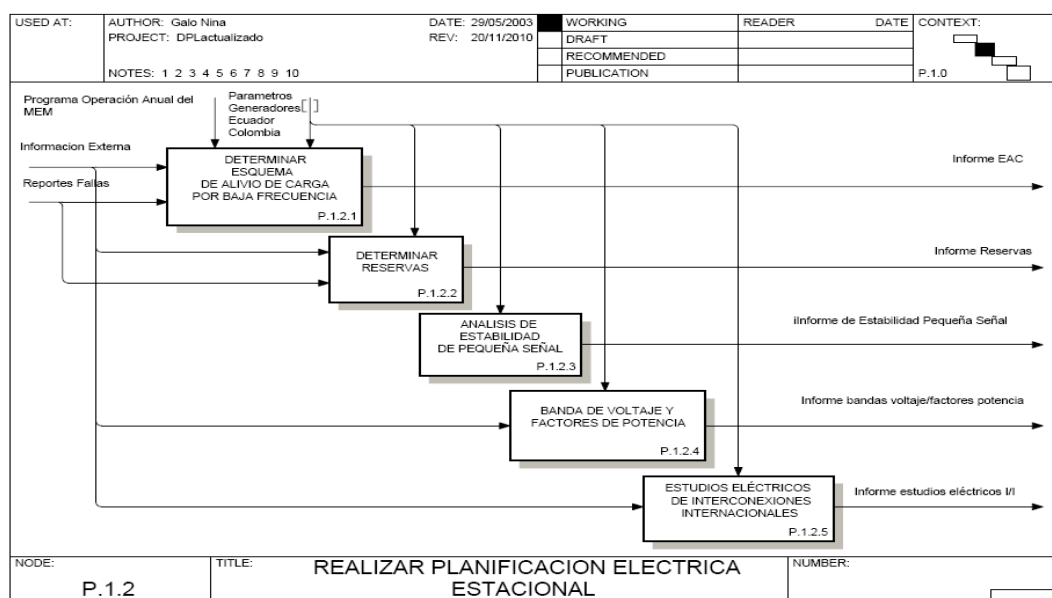


Figura 10: Proceso 1.2, Realizar la Planificación Eléctrica Estacional.

Fuente: CENACE, Manual de Procesos de la Dirección de Planeamiento, versión 11.

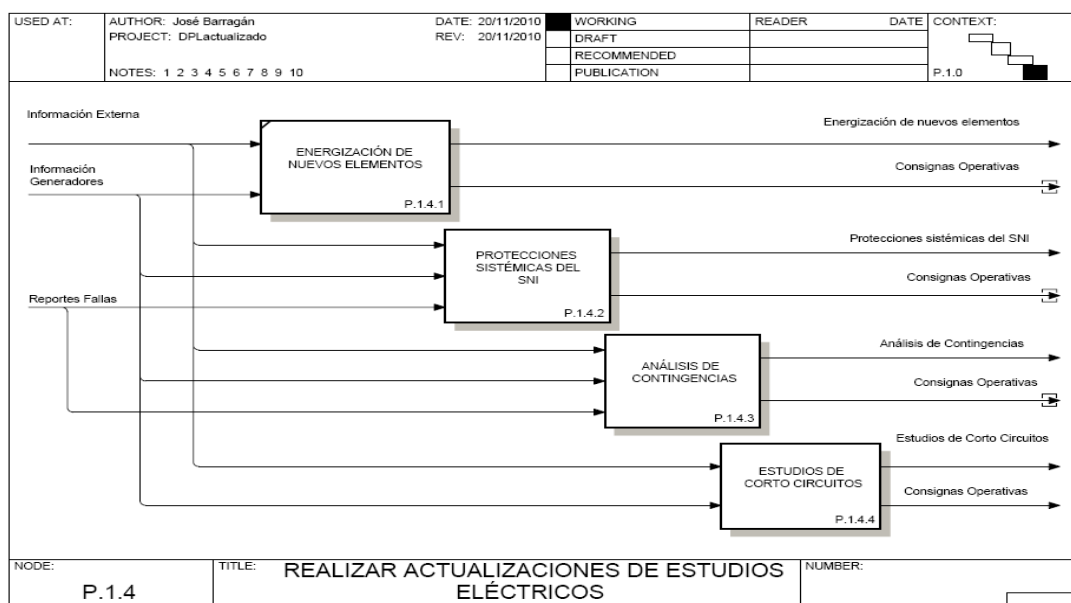


Figura 11: Proceso 1.4, Actualización de Estudios Eléctricos.

Fuente: CENACE, Manual de Procesos de la Dirección de Planeamiento, versión 11.

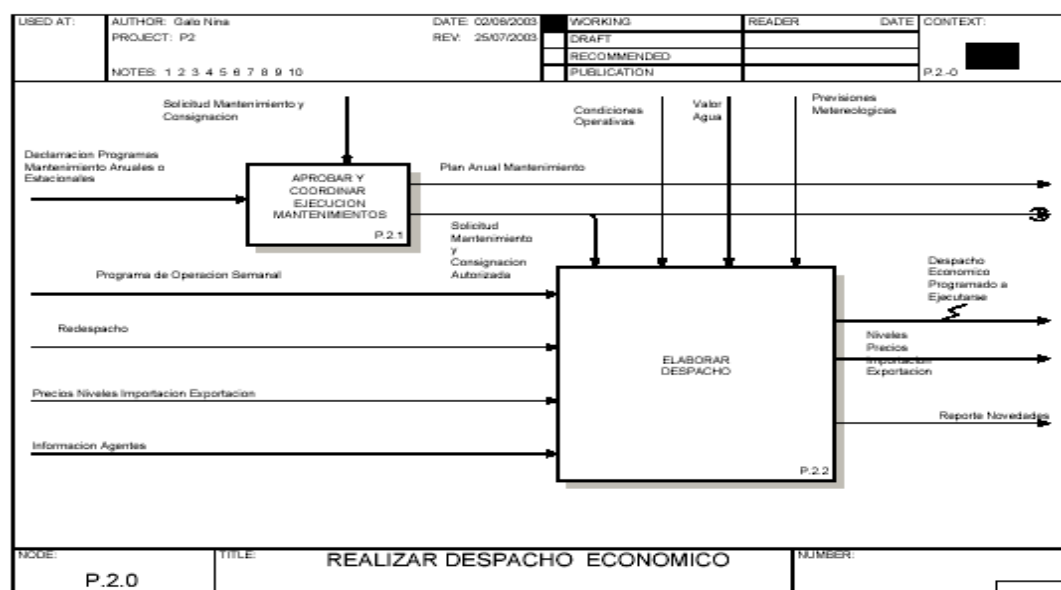


Figura 12: Macroproceso 2, Realizar Despacho Económico (proceso compartido con APEO).

Fuente: CENACE, Manual de Procesos de la Dirección de Planeamiento, versión 11

Los objetivos de calidad del CENACE relacionados con los procesos del APEL son:

- ✓ Mantener las condiciones normales del sistema después de que ocurra una contingencia simple, de acuerdo a la normativa.
- ✓ Mantener los voltajes, frecuencia e intercambios internacionales.

Los objetivos estratégicos del CENACE relacionados con los procesos del APEL son:

- ✓ Asegurar el abastecimiento eléctrico en el país bajo condiciones de seguridad, calidad, economía y sostenibilidad.
- ✓ Desarrollar competencias relacionadas a la planificación de la expansión y modelo de cartera del sector eléctrico.

Por lo tanto, la metodología para el análisis de los riesgos será planteada en base al cumplimiento de los objetivos estratégicos y de calidad de APEL, que permita asegurar de mejor manera la calidad, seguridad y continuidad del servicio eléctrico en el SNI.

2. PROCESO DE GESTIÓN DE RIESGOS

2.1 ORIGEN Y ANTECEDENTES DEL RIESGO

Los orígenes de la palabra riesgo se remontan al latín *risicare* que significa: atreverse, al francés *risque* e italiano *risco*. El significado original de *risco* es apuntar con una piedra, del latín *re-* tras y *secare* cortar, de ahí el sentido del peligro para los marineros que tenían que navegar alrededor de peligrosas piedras afiladas (Ávila, 2005, p.5).

El riesgo es un término referido principalmente a las actividades bancarias y financieras, y a los desastres naturales, que debe ser controlado, de tal manera que permita generar valor en unos casos y en otros casos disminuir las pérdidas y la vida humana en sus actividades.

Pero con el avance de las actividades, otros sectores del desarrollo humano han empezado a considerar el término Gestión de Riesgos en sus procesos y actividades; es así que el presente trabajo se enfoca en actividades de planificación y análisis eléctrico, que, en base a la inclusión del manejo de riesgos en sus procesos, le permita mejorar las condiciones de seguridad, calidad y continuidad en el servicio eléctrico en el Ecuador.

2.2 DEFINICIONES ASOCIADAS AL RIESGO

2.2.1 Definición de Riesgo

En la literatura existen muchas definiciones del riesgo, y para empezar con el análisis del tema, a continuación se exponen algunas definiciones, que permitan aplicar sus conceptos en el presente trabajo:

- Efecto de la incertidumbre sobre los objetivos. (Norma ISO 31000, 2011, p.4)
- Es una medida de la variabilidad de los posibles resultados que se pueden esperar de un evento. (Bravo O. & Sánchez M, 2011, p.37).

- Toda posibilidad de ocurrencia de aquella situación que pueda entorpecer el normal desarrollo de las funciones y actividades de una empresa que impidan el logro de sus objetivos, en cumplimiento de su misión y visión. (Sapag N., 2007, p.26)
- El riesgo según su definición, es la posibilidad de que ocurra un acontecimiento que tenga un impacto en el alcance de los objetivos, por lo cual el riesgo se mide en términos de consecuencias y probabilidades. (Campoverde, 2013, p.9)

Para el presente trabajo, en base a las definiciones expuestas en los párrafos anteriores, el concepto de riesgo se entenderá como la ocurrencia de eventos externos o internos que pueden causar el incumplimiento de sus objetivos relacionados a la continuidad y calidad del suministro eléctrico al usuario final, considerados en los procesos de la Planificación Eléctrica que realiza el CENACE; en adelante las definiciones de riesgo serán asociados al servicio de electricidad y a la planificación eléctrica.

En el sector eléctrico, el riesgo puede estar asociado a la seguridad industrial (distancias mínimas de seguridad, estándares de seguridad, manipulación de equipamiento, seguridad humana, etc.), a la continuidad de servicio (fallas eléctricas, sobrecargas de elementos, salidas intempestivas de generación, apertura de elementos del sistema de transmisión, etc.) y calidad del servicio eléctrico (bajos o sobre voltajes, bajas o altas frecuencias, armónicos, *flickers*, no programación de generación forzada, transferencias de carga, falta de reserva de generación, etc.).

2.2.2 Fuentes de Riesgo

A continuación se plantea una clasificación de los riesgos que pueden afectar a los procesos de la planificación eléctrica y no cumplir con las condiciones de seguridad, calidad y continuidad del suministro eléctrico:

Fuentes externas de riesgos: naturales (descargas eléctricas, erupciones volcánicas, inundaciones, temblores, huracanes) y humanas (malas maniobras, accidentes laborales,

explosiones, destrucción intencional, incendios, no ejecución de programas de mantenimientos, retrasos en la emisión de información, etc.).

Fuentes internas de riesgos: retraso en la recepción de información, información errónea, indisponibilidad de programas informáticos, falta de capacitación, falta de experiencia, temporalidad del proceso.

2.3 PROCESO DE GESTIÓN DE RIESGOS

Con el progreso de las empresas y el avance tecnológico, ha ido desarrollando cada vez el concepto de la administración o gestión del riesgo, que considera los ciclos de identificar, analizar, evaluar, tratar y monitorear, asociando varios conceptos y principios que permiten manejar la incertidumbre asociada al cumplimiento de objetivos y a la toma de decisiones; debe ser aplicable a cualquier tipo o tamaño de empresa, considerando los factores externos e internos, ya que se considera que el riesgo es el mismo para todas las empresas, por tal razón se ha hecho imprescindible desarrollar acciones que permitan manejar o mitigar el riesgo, detectándolo a tiempo, midiéndolo y tomando acciones para evitar que se repita.

A continuación se muestra un extracto de la definición de gestión de riesgos, según el informe A Guide to Risk Management, elaborado en base a la Norma ISO 31000:

La gestión del riesgo representa una cultura organizacional sobre la prudente consideración de los riesgos dentro de una empresa. Es el proceso que permite identificar, evaluar y responder a los riesgos, y realizar la comunicación de los resultados de estos procesos a las partes interesadas de manera oportuna. Un sistema para la gestión eficaz de los riesgos debe considerar lo siguiente:

- Mejora de los procesos de planificación , permitiendo el enfoque clave para permanecer en el negocio principal y ayudar a garantizar la continuidad de la prestación de servicios
- Reduce la probabilidad de potencialmente costosas "sorpresas", y ayuda con la preparación de eventos y resultados difíciles e indeseables
- Contribuye a mejorar la asignación de recursos por dirigirlos a los riesgos de más alto nivel.
- Mejora la eficiencia y el rendimiento general de la empresa.
- Contribuye al desarrollo de una cultura organizacional positiva, en la que las personas y las agencias entienden su propósito, las funciones y la dirección.
- Mejora la rendición de cuentas, la responsabilidad, la transparencia y la gobernanza en relación tanto con la toma de decisiones como de los resultados.
- Aporta un valor añadido como un componente clave de la toma de decisiones, la planificación, la política, el desempeño y la asignación de recursos, cuando se someten a la mejora continua (Queensland Government, 2011, p.6).

Cuando la gestión de riesgos tiene el compromiso de la alta gerencia, apoyado en una fuerte cultura organizacional y el conocimiento de los riesgos, la empresa debe ser capaz de superar los factores que inhiben la gestión eficaz del riesgo.

En base a lo anteriormente planteado, el proceso de la gestión de riesgos debe considerar los siguientes puntos:

- Establecer el marco de referencia para la gestión del riesgo.

- Establecer el compromiso de la alta gerencia sobre la gestión de riesgos.
- Establecer el contexto de la empresa donde se analizará los riesgos.
- Evaluar los riesgos, esto implica la identificación, análisis, evaluación y tratamiento del riesgo.
- Establecer mecanismos de seguimiento y control al proceso de gestión de riesgos.

2.4 ESTÁNDARES ASOCIADOS A LA GESTIÓN DE RIESGOS

Para el manejo de riesgos se habían desarrollado varios modelos o estándares, a saber: COSO ERM, Basilea, Solvencia, UNE 150008, FERMA 2003, AS/NZS 4360:2004, pero que tenían sus objetivos particularizados a las áreas de negocios, banca, financieros, etc., faltando una norma o marco que permita aplicar el proceso de gestión de riesgos a cualquier empresa, sea grande o pequeña, y cuyos productos o servicios sean indistintos.

Para el desarrollo del presente trabajo se considerará el análisis de la Norma ISO 31000, ya que proporciona los principios, el marco de un proceso destinado a gestionar cualquier tipo de riesgo de una manera transparente, sistemática y creíble dentro de cualquier alcance o contexto, es decir que es aplicable a todo tipo de empresa de manera general y permite su adaptación hacia cualquier tipo de proceso.

2.5 ANÁLISIS NORMA ISO 31000:2011

La Norma ISO 31000 fue desarrollada para uniformar varios criterios y normas que se habían aplicado a lo largo del mundo, cuya fortaleza principal es definir el contexto en el cual se realizará el manejo del riesgo.

Esta norma recomienda que las organizaciones desarrollen, implementen y mejoren continuamente un marco de referencia cuyo propósito sea integrar el proceso para la gestión del riesgo en los procesos globales de gobierno, estrategia y planificación, gestión, procesos

de presentación de informes, políticas, valores y cultura de la organización. (Norma ISO 31000, 2011, p.1)

2.5.1 Estructura de la Norma ISO 31000:2011

Las cláusulas 1, 2 y 3 exponen los temas del objeto de la norma, las definiciones utilizadas y los principios en los cuales basan su desarrollo; las cláusulas 4 y 5 contienen la descripción de los temas del marco de referencia, la valoración del riesgo y las acciones. A continuación se extraen los puntos más representativos de la norma ISO 31000, que serán considerados en el desarrollo del tema:

2.5.1.1 Cláusula 1:

Como parte primordial se indica que la norma ISO 31000 brinda los principios y directrices genéricas para la gestión de riesgos, y puede ser utilizada por cualquier tipo de empresa, sin importar al sector al cual se lo desee aplicar.

Previamente se hace hincapié a los beneficios que se pueden obtener al implantar la norma en los procesos de una empresa u organización, los mismos que se detallan a continuación:

- Aumentar la probabilidad de lograr sus objetivos.
- Fomentar la gestión proactiva.
- Ser conscientes de la necesidad de identificar y tratar el riesgo en toda la organización.
- Mejorar la identificación de las oportunidades y amenazas.
- Cumplir con las exigencias legales y reglamentarias y las normas internacionales.
- Mejorar la información financiera.

- Mejorar el gobierno de la organización.
- Incrementar la confianza de los grupos de interés (*'stakeholders'*).
- Establecer una base fiable para la toma de decisiones y planificación.
- Mejorar los controles.
- Asignar y utilizar de manera efectiva los recursos para el tratamiento del riesgo.
- Mejorar la eficacia y la eficiencia operacional.
- Aumentar la seguridad y salud así como la protección al medio ambiente.
- Mejorar la prevención y la gestión de incidentes.
- Minimizar las pérdidas.
- Mejorar el aprendizaje y la 'resiliencia' de la organización.

2.5.1.2 Cláusula 2:

En esta parte de la norma se hace referencia a la descripción de los términos y definiciones, y a continuación se describen los más representativos para el presente trabajo:

- Riesgo: efecto de la incertidumbre sobre los objetivos. (Norma ISO 31000, 2011, p.4)
- Gestión de riesgos: coordinación de actividades para dirigir y controlar una organización. (Norma ISO 31000, 2011, p.4)
- Proceso para la gestión del riesgo: Aplicación sistemática de las políticas, los procedimientos y las prácticas de gestión a las actividades de comunicación, consulta, establecimiento del contexto, y de identificación, análisis, evaluación, tratamiento, monitoreo y revisión del riesgo. (Norma ISO 31000, 2011, p.4)

- Marco de referencia para la gestión del riesgo: Conjunto de componentes que brindan las bases y las disposiciones de la organización para diseñar, implementar, monitorear, y revisar y mejorar continuamente la gestión del riesgo a través de toda la organización. (Norma ISO 31000, 2011, p.4).
- Establecimiento del contexto: Definición de los parámetros donde se desarrollan las actividades de la empresa que va a ser analizada, puede ser de índole externo o interno.
- Clasificación de riesgos: Riesgos estratégicos, riesgos de asignación de recursos, riesgos de negocio u operacionales y riesgos de entorno. (Norma ISO 31000, 2011, p.4)
- Identificación del riesgo: Proceso para encontrar, reconocer y describir el riesgo. (Norma ISO 31000, 2011, p.4)
- Valoración del riesgo: Proceso global de identificación del riesgo, análisis del riesgo y evaluación del riesgo. (Norma ISO 31000, 2011, p.4)
- Evento: Presencia o cambio de un conjunto particular de circunstancias. (Norma ISO 31000, 2011, p.4)
- Consecuencia: Resultado de un evento que afecta a los objetivos. (Norma ISO 31000, 2011, p.4)
- Stakeholder: Persona u organización que puede afectar, ser afectada o percibir ser afectada por una decisión o actividad. (Norma ISO 31000, 2011, p.4)
- Resiliencia: Capacidad de adaptación de una organización en un entorno complejo y cambiante. ‘resistencia, flexibilidad,... (Norma ISO 31000, 2011, p.4)

2.5.1.3 Cláusula 3:

Principios de la norma: a continuación se exponen los principios que una organización debería cumplir para que la gestión de riesgos sea eficaz:

- a) Crea valor en la organización y lo preserva.
- b) Está integrada en los procesos de la organización.
- c) Forma parte de la toma de decisiones.

- d) Trata explícitamente la incertidumbre.
- e) Es sistemática, estructurada y oportuna.
- f) Está basada en la mejor información disponible.
- g) Está hecha a medida.
- h) Tiene en cuenta factores humanos y culturales.
- i) Es transparente e inclusiva.
- j) Es dinámica, iterativa y sensible al cambio.
- k) Facilita la mejora continua de la organización.

2.5.1.4 Cláusula 4:

En este punto se describe o desarrolla el marco de referencia en donde se aplicará la gestión de riesgos; en la Figura 13 se detallan los puntos que forman parte de ésta cláusula:

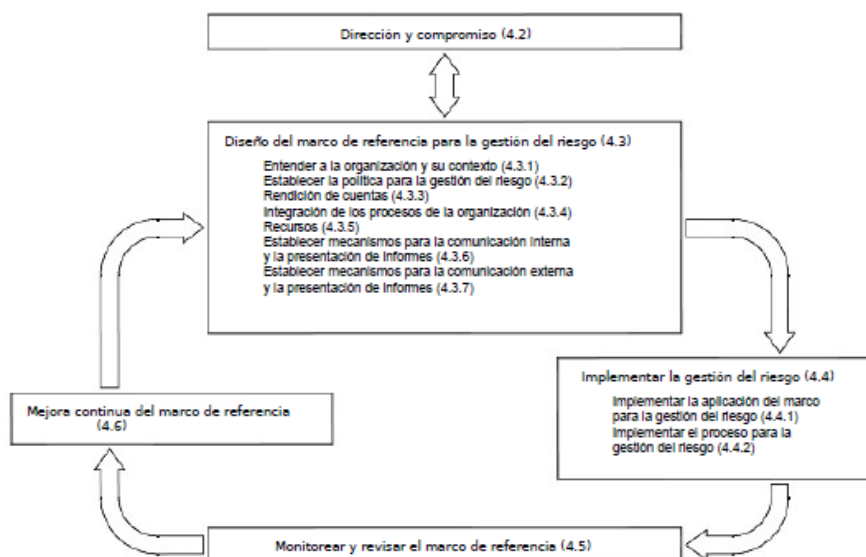


Figura 13: Estructura cláusula 4 de la Norma ISO 31000:2011.

Fuente: Norma ISO 31000, pag 11.

Como se puede observar en la Figura 13, la norma brinda un marco de referencia en el cual se desarrolla la gestión de riesgos, considerando el compromiso de la dirección, los recursos, la implementación efectiva de la gestión de riesgos, el monitoreo y revisión, y finalmente la mejora continua del marco de referencia. En la Figura 14 se detalla de mejor manera la estructura de los puntos medulares de la norma:

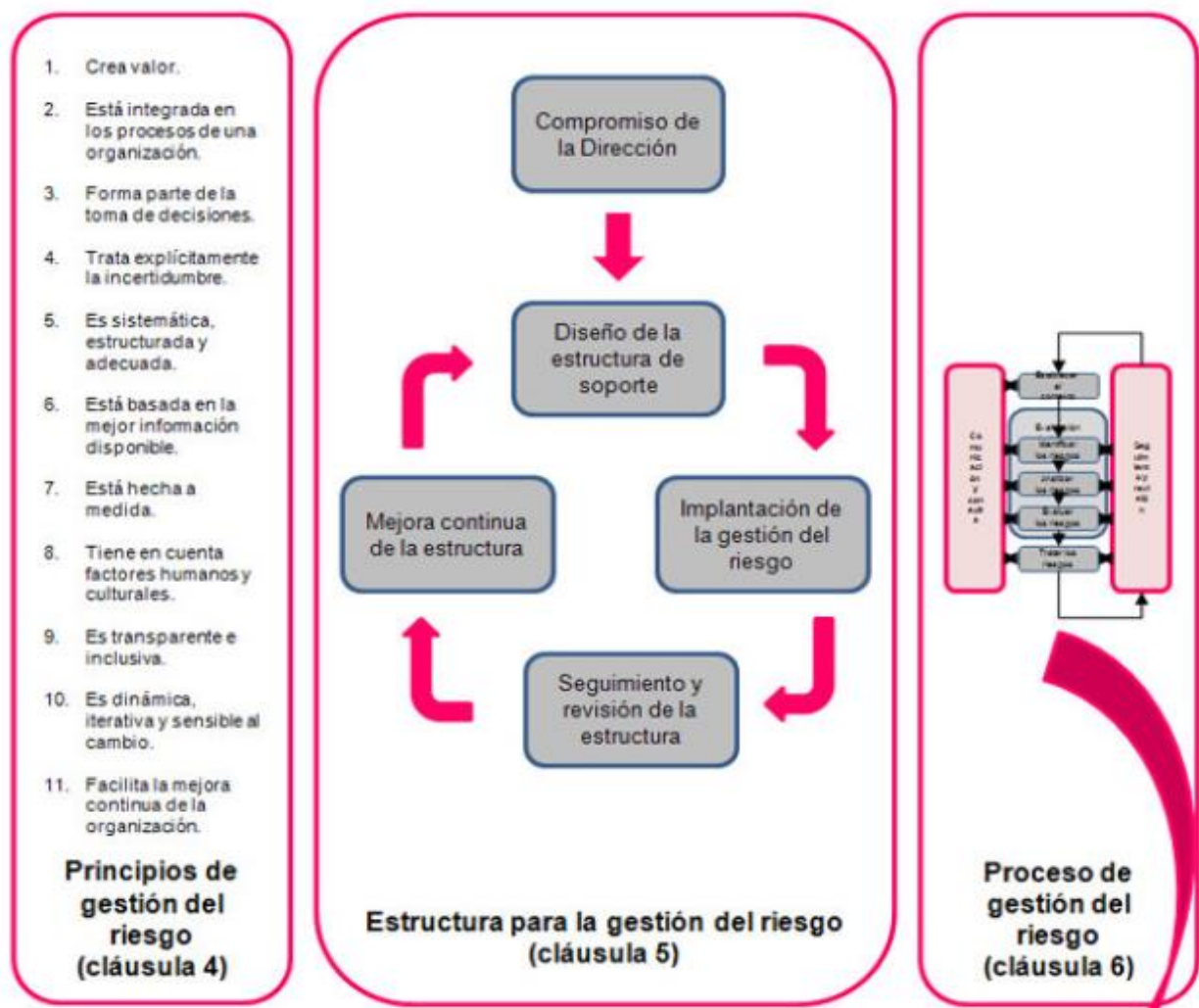


Figura 14: Estructura de la Norma ISO 31000:2011.

Fuente: <http://blog.segu-info.com.ar/2013/07/iso-310002009-gestion-de-riesgos>.

2.5.1.5 Cláusula 5: Estructura de la gestión del riesgo

Para exponer el proceso medular de la gestión del riesgo en la Norma ISO 31000 se presenta la Figura 15, donde se observan los componentes importantes del proceso para la gestión de riesgos:

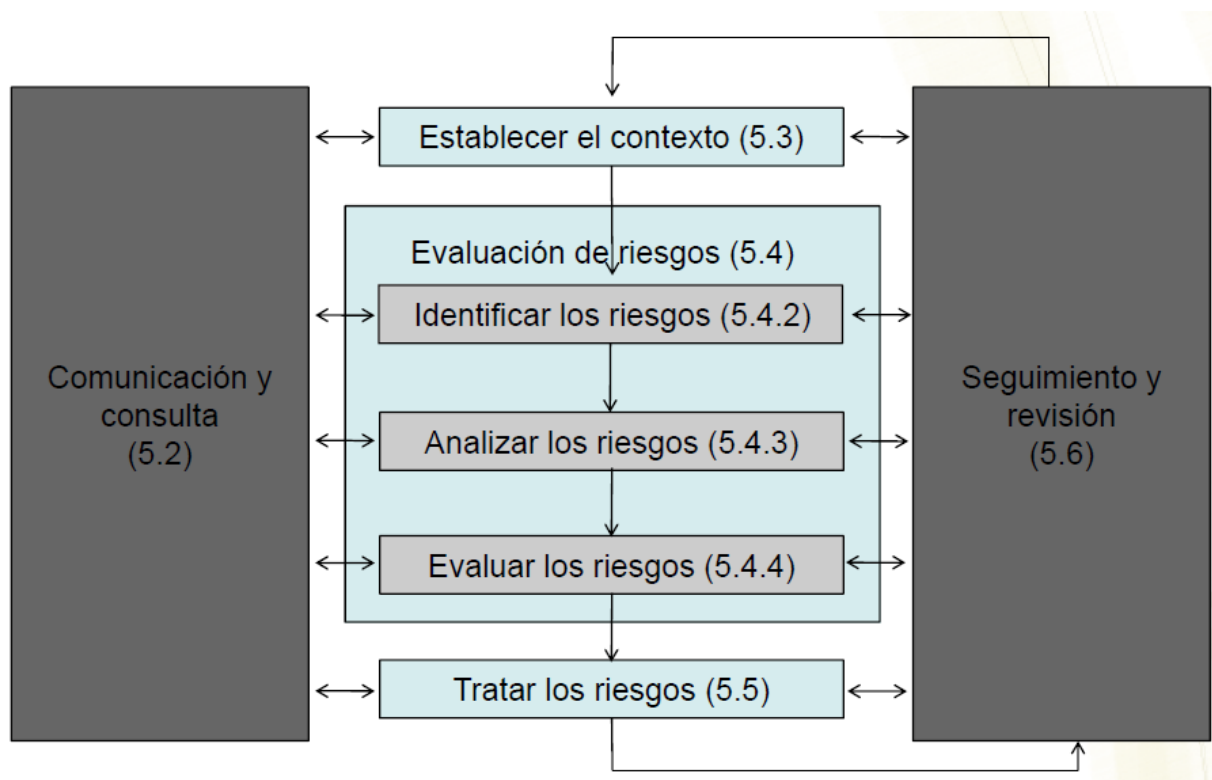


Figura 15: Estructura de la Norma ISO 31000:2011.

Fuente: AGERS, Bonet A., Presentación Gestión de Riesgos, principios y directrices, 2010

Como se observa en la Figura 14, la cláusula 4 describe de manera general el establecimiento del contexto donde se desarrollará el análisis, la evaluación de riesgos y el tratamiento de riesgos, con una retroalimentación basada en el seguimiento y revisión del proceso. Es aquí donde se deben aplicar herramientas particulares que permitan desarrollar la implementación de la gestión de riesgos. En el siguiente punto se realiza una descripción general de las herramientas que se utilizarán en el proceso medular de la gestión de riesgos.

2.6 HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE RIESGOS

En base a la propuesta de investigación del presente trabajo y considerando la estructura de la norma ISO 31000, el presente punto se enfoca en la descripción de varios tipos de herramientas y de técnicas de evaluación de riesgo, basadas en la Norma ISO 31010, Gestión de Riesgos - Técnicas de Evaluación de Riesgos. Se realiza una rápida explicación de las herramientas que se utilizarán para el desarrollo para la determinación del contexto, identificación, análisis, valoración y tratamiento del riesgo. En el capítulo III se desarrollarán las herramientas particulares a utilizarse en base a los procesos técnicos que se realizan en el CENACE.

2.6.1 Establecimiento del contexto

Para definir el contexto, tanto externo como interno, con el fin de definir el entorno, la estructura de los procesos y procedimientos, adicionando posteriormente los factores de riesgos y sus causas que pueden presentarse en la ejecución de los procesos y/o procedimientos, se cuenta con las siguientes herramientas:

- Entrevistas con expertos: reuniones directivos responsables de las áreas en análisis y con el personal asignado al proceso.
- Lluvia de ideas: reuniones con el personal asignado para el análisis.
- Diagramas de flujo: análisis de los flujos del proceso, entradas, actividades, salidas, responsabilidades.
- Análisis causa – efecto.
- Análisis de escenarios.

2.6.2 Métodos para analizar los riesgos

Primero definimos los tipos de métodos que nos permiten realizar el análisis de riesgos, los cuales pueden ser: cualitativos, semicuantitativos y cuantitativos

- **Cualitativos:** Son los métodos que definen consecuencia, probabilidad y nivel de riesgo, mediante niveles de significancia alto, medio y bajo; para que este método sea útil y no lleve a conclusiones erróneas es preciso contar con información precisa y no tendenciosa acerca de los riesgos (Comse, 2014, p.19). Los riesgos deben ser adecuadamente entendidos antes de proceder a la determinación de su probabilidad e impacto. Los tipos de técnicas incluyen: lluvia de ideas, cuestionarios, evaluación para grupos interdisciplinarios, técnica Delphi.
- **Semicuantitativos:** “Son métodos que emplean escalas numéricas de clasificación para consecuencias y probabilidad, y se combinan para producir un nivel de riesgo que se emplea en una fórmula” (Comse, 2014, p.19). “Se debe poner atención en la escala utilizada a fin de evitar malos entendidos o malas interpretaciones de los resultados del cálculo” (La Suma de Todos, 2014, p.3).
- **Cuantitativos:** “Son los métodos que estiman valores prácticos para consecuencias y probabilidades, y producen valores del nivel de riesgo en unidades específicas. Puede no ser siempre posible por falta de datos o información insuficiente” (Comse, 2014, p.19). Un método representativo es el de Montecarlo.

2.6.3 Técnicas de evaluación de riesgos

En la Figura 16 se exhibe una clasificación sobre las técnicas de evaluación de riesgos, tomada de la presentación Impacto a la Norma ISO 31000 sobre técnicas para la evaluación efectiva de riesgos (Villanueva, 2014, p.2).



Figura 16: Técnicas de evaluación de riesgos

Fuente: Congreso Internacional de Finanzas y Auditoría, Villanueva, 2014, presentación Impacto a la Norma ISO 31000 sobre técnicas para la evaluación efectiva de riesgos.

A continuación se realiza el listado de técnicas y herramientas asociadas a los métodos expuestos en la Figura 16, con una breve descripción de cada uno de ellos. Información tomada de la presentación Impacto a la Norma ISO 31000 sobre técnicas para la evaluación efectiva de riesgos, Juan Villanueva y de la Norma ISO 31010:

Métodos de consulta:

- Lista de Verificación: comprobar la información real contra una lista detallada de elementos o conceptos elaborados de manera previa.
- Análisis preliminar de peligros: es un método de carácter inductivo que permite identificar peligros, situaciones y eventos que pueden causar daño en una actividad.

Métodos de Soporte:

- Lluvia de ideas: obtención de información o ideas a partir de la libre conversación de un grupo de personas que poseen la suficiente información que les permita emitir opiniones valederas.
- Entrevistas: lista de preguntas que permite identificar riesgos desde diferentes perspectivas
- Técnica Delphi: método que permite combinar las opiniones de personas con experticia sobre un cierto tema, permitiendo identificar, valorar la probabilidad y consecuencia de los riesgos en análisis.
- Técnica What – if: método utilizado para evaluaciones rápidas, conformada por un equipo de trabajo. Consiste en responder cualitativamente a una serie de preguntas del tipo “¿Qué pasa si...?”, todas ellas relacionadas con la calidad de algún producto, variables de proceso o los riesgos que pueden implicar los mismos.
- Evaluación de la fiabilidad humana (HRA): es un método que trata de medir el factor humano dentro de un proceso o funcionamiento de un sistema.

Análisis de escenarios:

- Análisis de causa raíz: es el análisis de cómo han ocurrido las pérdidas. Es utilizado para entender las causas, para que el proceso pueda ser mejorado y evitar futuras pérdidas.
- Evaluación de toxicidad: método dirigido para la evaluación del riesgo ambiental. Implica identificar los peligros que pueden afectar a la población. Es conocer el nivel de la exposición y la naturaleza del daño causado.

- **Análisis de impacto de negocio (BIA):** proporciona un análisis de cómo los riesgos claves pueden inferir o paralizar una organización, identificando las operaciones y cuantificando las capacidades que se requerirían para manejarlos.
- **Análisis de árbol de defectos (FTA):** una técnica deductiva que se centra en un suceso accidental particular (accidente), y proporciona un método para determinar las causas que ha producido dicho accidente.
- **Análisis de árbol de acontecimiento (ETA):** una técnica gráfica que representa las secuencias exclusivas de acontecimientos después del funcionamiento de un sistema.
- **Análisis de causa consecuencia:** es una combinación del árbol de defecto y el análisis de árbol de acontecimientos. Permite la inclusión de retrasos de tiempo. Son considerados tanto las causas como las consecuencias de un acontecimiento de iniciación.
- **Análisis de causa – efecto:** Es un método estructurado para identificar causas posibles de un acontecimiento inadmisible o problema.

Análisis de función:

- **Análisis de modos y efectos (ANFE-FMEA):** consiste en una técnica que identifica el camino en el cual los componentes, sistemas u procesos pueden fallar en su diseño.
- **Fiabilidad del centro de mantenimiento (RCM):** es un método que permite identificar la política a poner en práctica para manejar los fracasos y alcanzar la seguridad, disponibilidad y economía de operación para todos los tipos de equipos.
- **Análisis de errores de diseño:** es una metodología para identificar errores de diseño o las condiciones de integridad y funcionalidad de un software.

- Estudio de peligros de operabilidad (HAZOP): es un examen estructurado y sistemático de identificación de riesgo para definir desviaciones posibles en el funcionamiento esperado o intencionado.
- Análisis de peligros y puntos críticos de control (HCCAP): es un método sistemático, proactivo y preventivo para asegurar la calidad del producto, fiabilidad y seguridad de procesos, midiendo y supervisando características específicas que requieren ser definidos dentro de ciertos límites.

Evaluación de controles

- Análisis de capas de protección (LOPA): es un método de análisis de riesgo semicuantitativo para determinar y valorar el riesgo de forma intuitiva, señalando qué capas de protección son susceptibles de ser mejoradas y en qué grado.
- Análisis de Bow Tie: es un modo simple esquemático de descripción y análisis de los senderos de las causas y consecuencias de un riesgo. Se puede considerar como una combinación de la lógica de un árbol de defecto y un árbol de acontecimiento.

Métodos estadísticos:

- Análisis de Markov: es una técnica cuantitativa que se utiliza para describir el comportamiento de un sistema en una situación dinámica. Describe y predice los movimientos de un sistema entre diferentes estados posibles con el paso del tiempo.
- Simulación de Montecarlo: técnica matemática computarizada que permite tener en cuenta el riesgo en el análisis cuantitativo y toma de decisiones. Permite ver todos los resultados posibles de las decisiones que se toman y evaluar el impacto del riesgo.

- Estadística y redes Bayesianas: “Es un procedimiento estadístico que utiliza datos de distribución previos para evaluar la probabilidad del resultado. El análisis Bayesiano depende de la exactitud de la distribución previa que deduzca un resultado exacto” (Villanueva, 2012, p56).

En la Tabla 2 se exhiben las áreas de la ciencia y sectores productivos donde se pueden aplicar cada una de las técnicas descritas en los puntos anteriores.

Tabla 2:

Sectores productivos donde se aplican las técnicas de evaluación de riesgos.

TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DE RIESGOS		SECTORES PRODUCTIVOS			
		Finanzas (Banca y Seguros)	Manufactura y construcción	Materia prima y agricultura	Transporte, comunicaciones , electricidad, tecnología
Métodos de consulta:	Lista de Verificación:	X	X	X	X
	Análisis preliminar de peligros:		X		X
Métodos de Soporte:	Lluvia de ideas:	X	X	X	X
	Entrevistas:	X	X	X	X
	Técnica Delphi	X	X	X	X
	Técnica What – if		X		X
	Evaluación de la fiabilidad humana (HRA)	X	X	X	X
Análisis de escenarios:	Análisis de causa raíz (RCA)		X		X
	Evaluación de toxicidad		X	X	X
	Análisis de impacto de negocio (BIA)	X	X		X
	Análisis de árbol de defectos (FTA):				X
	Análisis de árbol de acontecimiento (ETA):		X		X
	Análisis de causa consecuencia		X	X	X
	Análisis de causa – efecto	X	X	X	X
Análisis de función:	Análisis de modos y efectos (ANFE-FMEA)		X		X

	Fiabilidad del centro de mantenimiento (RCM)		X		X
	Análisis de errores de diseño				X
	Estudio de peligros de operabilidad (HAZOP)		X		X
	Análisis de peligros y puntos críticos de control (HCCAP)			X	
Evaluación de controles	Análisis de capas de protección (LOPA)		X	X	X
	Análisis de Bow Tie		X		X
Métodos estadísticos:	Análisis de Markov	X	X		X
	Simulación de Montecarlo	X	X		X
	Estadística y redes Bayesianas	X			X

Fuente: Congreso Internacional de Finanzas y Auditoría, Villanueva, 2014, presentación Impacto a la Norma ISO 31000 sobre técnicas para la evaluación efectiva de riesgos.

Adicionalmente, en la Tabla 3 se muestra la aplicabilidad de las herramientas para la valoración de riesgos, descritas en la Norma ISO 31010:2009:

Tabla 3:

Aplicabilidad de las herramientas usadas para la valoración de riesgo.

ÍTEM	Herramientas y técnicas	Proceso de la valoración de riesgo				
		Identificación del riesgo	Análisis del riesgo			Evaluación del riesgo
			Consecuencia	Probabilidad	Nivel del riesgo	
1	Lluvia de ideas:	FA	NA	NA	NA	NA
2	Entrevistas:	FA	NA	NA	NA	NA
3	Técnica Delphi	FA	NA	NA	NA	NA
4	Lista de Verificación:	FA	NA	NA	NA	NA
5	Análisis preliminar de peligros:	FA	NA	NA	NA	NA
6	Estudio de peligros de operabilidad (HAZOP)	FA	FA	A	A	A
7	Análisis de peligros y puntos críticos de control (HCCAP)	FA	FA	NA	NA	FA
8	Valoración de riesgos ambientales (toxicidad)	FA	FA	FA	FA	FA

9	Técnica What – if	FA	FA	FA	FA	FA
10	Análisis de escenarios	FA	FA	A	A	A
11	Análisis de impacto de negocio (BIA)	A	FA	A	A	A
12	Análisis de causa raíz (RCA)	NA	FA	FA	FA	FA
13	Análisis de modos y efectos (ANFE-FMEA)	FA	FA	FA	FA	FA
14	Análisis de árbol de defectos (FTA):	A	NA	FA	A	A
15	Análisis de árbol de acontecimiento (ETA):	A	FA	A	A	NA
16	Análisis de causa consecuencia	A	FA	FA	A	A
17	Análisis de causa – efecto	FA	FA	NA	NA	NA
18	Análisis de capas de protección (LOPA)	A	FA	A	A	NA
19	Árbol de decisión	NA	FA	FA	A	A
20	Evaluación de la fiabilidad humana (HRA)	FA	FA	FA	FA	A
21	Análisis de Bow Tie	NA	A	FA	FA	A
22	Fiabilidad del centro de mantenimiento (RCM)	FA	FA	FA	FA	FA
23	Análisis de errores de diseño	A	NA	NA	NA	NA
24	Análisis de Markov	A	FA	NA	NA	NA
25	Simulación de Montecarlo	NA	NA	NA	NA	FA
26	Estadística y redes Bayesianas	NA	FA	NA	NA	FA
27	Curvas FN	A	FA	FA	A	FA
28	Índices de riesgo	A	FA	FA	A	FA
29	Matriz de consecuencia y probabilidad	FA	FA	FA	FA	A
30	Análisis costo beneficio	A	FA	A	A	A
31	Análisis de decisión multi criterio	A	FA	A	FA	A
FA	<i>Fuertemente aplicable</i>					
A	<i>Aplicable</i>					
NA	<i>No Aplicable</i>					

Fuente: Norma ISO 31010:2009.

2.6.4 Técnicas para el tratamiento de riesgos

El proceso de tratamiento de riesgos consiste en seleccionar y aplicar las medidas más adecuadas, con el fin de poder modificar el riesgo, permitiendo de este modo evitar o reducir los daños de los factores inherentes al riesgo. (La Suma de Todos, 2014, p.23).

La estrategia que sea adoptada para el tratamiento del riesgo debe estar en función de las factibilidades y el costo de su implementación versus la no aplicación del tratamiento, aceptando las pérdidas o efectos que se presentarían al no tomar alguna acción.

A continuación se plantean dos estrategias generales para el tratamiento del riesgo:

- *Estrategias de evitación*: Permite minimizar la probabilidad de que el riesgo aparezca, y las más representativas son:
 - ✓ Evitar el riesgo: Desarrollar medidas que impidan la aparición del riesgo, tomar las medidas encaminadas para impedir su presencia. Se puede alcanzar este cometido, realizando grandes cambios en los procesos, mejora continua, rediseño.
 - ✓ Reducir el riesgo: considera la toma de medidas que permitan disminuir tanto la probabilidad (medidas de prevención), como el impacto (medidas de protección), que forman parte del resultado de fortalecer o implementar controles en el proceso en análisis.
 - ✓ Transferir el riesgo: consiste en la eliminación o compartimiento del riesgo, mediante acciones que permitan transferir el riesgo a otro punto, o repartiendo el riesgo con otros procesos.
 - ✓ Asumir un riesgo: “Se presenta cuando el riesgo es aceptable o tolerable, ya que puede quedar un riesgo residual que se mantiene, para este caso el Gerente del proceso acepta la pérdida residual” (Escuela Superior de Administración Pública, 2006, p.8).

- ✓ Retirar la fuente del riesgo: eliminar las posibles fuentes del riesgo, eliminación del proceso, etc.
- *Estrategias de minimización:* Estas estrategias se aplican una vez que el riesgo ya se ha presentado, parte de una realidad, hecho que puede causar retrasos, mal servicio, mala calidad del producto, etc. Para este caso la acción principal es la implementación de un Plan de Contingencia, que contiene acciones que permitan reparar el daño causado, impulsar la disponibilidad de recursos para su remediación, y el uso de actividades que permitan mantener las actividades de los otros procesos en marcha. (La Suma de Todos, 2014, p.8)

La selección de las opciones más adecuadas para el tratamiento del riesgo implica equilibrar los costos y los esfuerzos de la implementación frente a los beneficios derivados con respecto a los requisitos legales, reglamentarios y otros, como por ejemplo la responsabilidad social y la protección del medio ambiente natural. (Norma ISO 31000, 2011, p23)

3. PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA GESTIÓN DE RIESGOS EN LOS PROCESOS DE PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA DEL CENACE

En el presente capítulo se definen la metodología, las técnicas y las herramientas a ser utilizadas en el proceso de la gestión de riesgos en los procesos del Área de Planeamiento Eléctrico del CENACE, en base a la naturaleza y particularidades de los mencionados procesos.

De manera general se recuerdan los tres procesos asociados al área de estudio:

- Realizar la planificación eléctrica estacional.
- Actualización de estudios eléctricos.
- Realizar despacho económico (proceso compartido con APEO).

3.1 PROPUESTA DE MODELO PARA LA GESTIÓN DE RIESGOS, USO DE LA NORMA ISO 31000

En base a la estructura de la norma, la implementación de las cláusulas son referenciales, y, como se analizó en el capítulo anterior, la norma está conformada por tres partes importantes: Los principios de gestión de riesgo, El marco de trabajo para la gestión del riesgo y el proceso de gestión de riesgos.

La primera parte tiene relación con la filosofía que expresa la Norma ISO 31000, por lo tanto es un tema que debe ser considerado de manera integral al momento de realizar la implantación de la norma en toda la empresa, pero cabe mencionar que los principios son recogidos en la propuesta a exponerse en este trabajo.

La segunda parte hace mención al marco de trabajo, donde se interviene a nivel integral en toda la corporación, el compromiso de la alta gerencia, el diseño del marco, las políticas, la comunicación, el seguimiento y mejoramiento de todo el proceso de gestión de riesgos en la empresa; este tema será estructurado en el Capítulo IV, como parte de la propuesta de implementación de la norma en el CENACE.

Por lo tanto, la propuesta del presente capítulo se basa en la tercera parte de la norma, en el Proceso de Gestión de Riesgos, planteando la metodología a utilizarse y las herramientas y técnicas de análisis para cada una de las cláusulas y subcláusulas que conforman esta parte.

A continuación se plantea la estructura general del proceso de gestión de riesgos que debe ser considerada para cada uno de los procesos de la Corporación CENACE, la misma que debe contar con la siguiente información:

- Definición del compromiso: alta dirección, jefes y dueños del proceso.
- Definición del grupo de trabajo: responsabilidades y actividades.
- Definición del contexto: alcance, objetivo, procesos, procedimientos, metodología para la valoración del riesgo, contexto externo e interno.
- Definición de los criterios para el análisis del riesgo, definición de tipos de riesgo, definición de niveles de riesgo, como se determina el riesgo, definición de niveles donde el riesgo es aceptable o no, etc.
- Identificación del riesgo: definición de las herramientas, preguntas qué, cómo, cuándo, etc. “El objeto de esta fase es generar una lista exhaustiva de riesgos con base a aquellos eventos que podrían crear, aumentar, prevenir, degradar, acelerar o retrasar el logro de los objetivos” (Norma ISO 31000, 2011, p21).

- Análisis del riesgo: “se deberían identificar los factores que afectan a las consecuencias y a la probabilidad. El riesgo es analizado determinando las consecuencias y su probabilidad, y otros atributos del riesgo” (Norma ISO 31000, 2009, p21).
- Evaluación del riesgo: “La evaluación del riesgo implica la comparación del nivel de riesgo observado durante el proceso de análisis y de los criterios del riesgo establecidos al considerar el contexto. Con base a esta comparación, se puede considerar la necesidad de tratamiento” (Norma ISO 31000, 2009, p21). Permite la toma de decisiones para un tratamiento, y el grado de priorización.
- Tratamiento del riesgo: selección de las opciones que se utilizarán para tratar el riesgo; el funcionamiento del tratamiento debe ser cíclico, que permita controlar el riesgo de manera efectiva.
- Definición de las estrategias a ser implementadas para el tratamiento del riesgo, considerar el análisis del riesgo residual.
- Definición del proceso para el monitoreo y revisión de la gestión del riesgo, herramientas.
- Definición del proceso de comunicación y mejora continua, herramientas.

Finalmente, todo el proceso debe ser documentado, y que permita desarrollar un procedimiento base que abarquen las definiciones y estructura del proceso de gestión de riesgos, que sea aplicable a cualquier proceso de la cadena de valor de la Corporación CENACE, y sea repetible. La documentación debe incluir la información (datos) utilizados para el análisis, los resultados del análisis, los registros de definiciones, etc. En la Figura 17 se expone el flujograma del modelo propuesto:

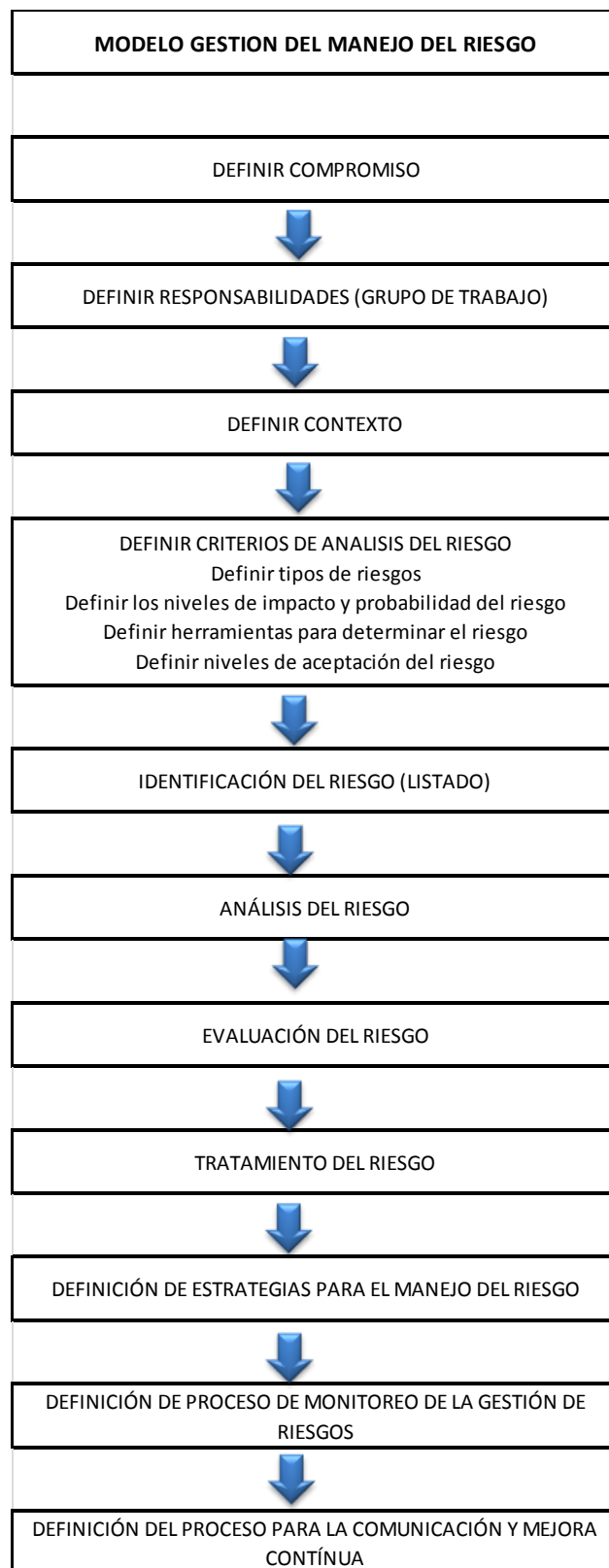


Figura 17: Flujograma del modelo propuesto.

Fuente: Autoría personal.

3.2 DEFINICIÓN DEL COMPROMISO

A continuación se despliegan los compromisos que debieran tener la alta dirección, los jefes y los dueños del proceso, referidos a la gestión de riesgos en los procesos de planificación eléctrica del CENACE:

Compromiso de la alta dirección (tomado de la Norma ISO 31000):

- Definir y aprobar la política para la gestión del riesgo.
- Determinar indicadores de desempeño de la gestión para el riesgo que estén acordes a los indicadores de desempeño de la organización.
- Garantizar que se asignan los recursos necesarios a todas las partes involucradas, etc.

Compromiso de los jefes y dueños del proceso:

- Participar en las reuniones para realizar el análisis del proceso de gestión de riesgo.
 - Brindar el apoyo en la emisión de información operativa y de experticia.
 - Llevar a cabo el proceso de levantamiento del proceso de gestión de riesgo en el ámbito de su competencia.
 - Realizar los seguimientos del caso y la brindar la comunicación respectiva.
 - Ejecutar las actividades referidas al proceso de gestión de riesgos planteado.
- (Norma ISO 31000, 2011, p12).

3.3 DEFINICIÓN DEL GRUPO DE TRABAJO (RESPONSABILIDADES)

En base a la distribución de funciones del CENACE, el grupo de trabajo estará conformado por los coordinadores del área y por el personal dueño del proceso. Al final se

realizará una revisión por parte del Director, para que sea puesta en conocimiento del resto de direcciones que conforman la Corporación.

3.4 DEFINICIÓN DEL CONTEXTO

Para la definición del contexto se utilizarán como herramientas las entrevistas y lluvias de ideas, en reuniones entre el coordinador del área y el personal dueño del proceso. Se aclara que si bien en la Tabla 3 se exhibieron varias herramientas para la identificación, análisis y evaluación del riesgo, para el caso de la definición del contexto, se consideran herramientas para un análisis cualitativo.

- *Alcance:* Determinación del proceso del Área de Planeamiento Eléctrico del CENACE a ser analizado, considerado para la gestión de riesgos.
- *Objetivo:* Definición de los objetivos relacionados con la gestión de riesgos, dentro del proceso escogido para su análisis.
- *Descripción del Proceso:* Se debe definir de manera clara el proceso a analizar, por tal razón se utilizará un análisis de flujo de procesos para describir las entradas, salidas, actividades, proveedores, cliente y responsabilidades del proceso en análisis.
- *Procedimientos asociados:* Se especificarán los procedimientos asociados al proceso en análisis, registrados en el formato respectivo.
- *Definición del contexto:* Se registrará la descripción del proceso, en base al cual se determinarán los factores de riesgo externo e interno y las causas definidas para cada una de ellas; y posteriormente se llenará el formato de la Tabla 4, que se muestra a continuación:

Formato para la definición del Contexto.

Fuente: Autoría personal

50

cuarto se aplicará a un proceso específico del Área de Planeamiento Eléctrico. Se plantea hacer uso de un diagrama de flujo que represente el proceso analizado, y para la actividad crítica o importante se plantearán los riesgos asociados a cada uno de ellos, identificando las posibles causas y consecuencias, su impacto y su probabilidad y posterior evaluación.

3.5 DEFINICIÓN DE LOS CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS DEL RIESGO

Los factores que se deben considerar para definir los criterios del riesgo (Norma ISO 31000, 2011, p.20) son:

- Definición de los tipos o clasificación de los riesgos.
- Las fuentes, causas y consecuencias que se pueden presentar en las actividades que conforman un proceso.
- Como se definen las probabilidades e impacto en la evaluación del riesgo.
- El tiempo de análisis de las probabilidades y consecuencias.
- Como se determina el nivel de riesgo.
- Nivel de aceptación o no de un riesgo.
- Existencia de riesgos múltiples y su tratamiento.

3.5.1 Definición de riesgos asociados a la planificación eléctrica del CENACE

Los riesgos asociados al macroproceso de la planificación eléctrica pueden abarcar un amplio número de eventos, a continuación se define la clasificación de los riesgos que se considerará en el presente trabajo, tomados de la clasificación para empresas reales del libro Gestión Integral de Riesgos. (Bravo & Sánchez, 2007, p.63):

- Riesgos estratégicos: riesgos de la empresa, obsolescencia, pérdida de imagen, nuevos competidores, caída de la demanda.
- Riesgos de asignación de recursos: pobre ejecución de recursos, compra de activos, recursos humanos y económicos insuficientes.

- Riesgos Operacionales: relacionados a los riesgos internos de la empresa, errores humanos, fallas técnicas, accidentes, contaminación.
- Riesgos de Entorno: riesgos relacionados al tema ambiental, regulatorio, social, legislativo.

A continuación, en la Tabla 5 se presenta el modelo a ser considerado para establecer los tipos de riesgos asociados al macroproceso en análisis:

Tabla 5:

Formato para la definición de tipos de riesgo

DEFINICIÓN DE LOS TIPOS DE RIESGO			
DIRECCIÓN:		ÁREA:	
MACROPROCESO:		PROCESO:	
		RESPONSABLE:	
SUBPROCESOS:			
PROCEDIMIENTOS ASOCIADOS:			
TIPOS DE RIESGOS			
ESTRATEGICOS	RECURSOS	OPERACIONALES	ENTORNO
Fecha del informe:			

Fuente: Autoría personal

Adicionalmente los riesgos pueden estar o no bajo el control de los funcionarios que realizan los procesos, pero ese detalle se trabajará en el capítulo IV.

A continuación se realiza una breve descripción de los riesgos asociados al suministro de la energía eléctrica y que son considerados como críticos, mismos que serán identificados y clasificados en el capítulo IV:

- Violación de los parámetros en el servicio eléctrico en condiciones que no cumplen las condiciones de calidad, seguridad y continuidad en el suministro.
- Ocurrencia de fallos en la generación, transporte (restricción en las líneas, equipos de transformación), distribución, comunicaciones, fallos de los operadores del sistema (error humano), o blackouts (colapsos parciales o totales del sistema eléctrico).
- Mala ejecución de mantenimientos: distancias mínimas de seguridad, estándares de seguridad, manipulación de equipamiento, seguridad humana, etc. Este tipo de riesgo está asociado a la ejecución de trabajos por parte del personal de cada empresa dueña del equipo en mantenimiento o consignado, ya que la responsabilidad del CENACE está en el análisis y aprobación de la ejecución de mantenimientos, es decir en la factibilidad y condiciones de seguridad que se puedan programar en la validación eléctrica.
- Falla en la continuidad del servicio eléctrico: fallas eléctricas, sobrecargas de elementos, salidas intempestivas de generación, apertura de elementos del sistema de transmisión, de distribución, etc. Aquí se realiza una excepción, ya que el CENACE controla y opera el sistema nacional de transmisión, cuya frontera son los puntos de entrega con los agentes de distribución, esto es a nivel de 69, 46 y 34,5 kV.
- Mala calidad del servicio eléctrico: bajos o sobre voltajes, bajas o altas frecuencias, presencia de armónicos, flickers, etc. Los niveles de calidad de los parámetros están normados según la Regulación No. CONELEC 006/00

Procedimientos de Despacho y Operación y la Regulación No. CONELEC 004/01, Calidad del servicio eléctrico de distribución; en el ANEXO 1 se definen los parámetros de calidad vigentes.

- Falla en la seguridad del servicio eléctrico: no programación de generación forzada, no programación de transferencias de carga, falta de reserva de generación, etc. Este tipo de riesgo está asociado a la falla humana en la ejecución del proceso de validación eléctrica que realiza el personal de APEL en el proceso diario.

El proceso de identificación de riesgos se realizará usando lluvia de ideas, listas de verificación, diagrama causa – efecto, y forman parte del punto 3.6.

3.5.2 Definición de los niveles de impacto y de probabilidad de riesgos

Los valores de impacto y probabilidad se realizarán en base a un análisis cualitativo del riesgo, producto de la experiencia de apareamiento de cada uno de los riesgos asociados. Para cada proceso se realizará un análisis detallado de todos los riesgos asociados a cada uno de ellos. A nivel de referencia, en las Tablas 6 y 7 se exponen los criterios de impacto y probabilidad a considerarse en la evaluación del riesgo para los procesos de APEL.

Se debe mencionar que en la determinación del impacto cada proceso tendrá su caracterización de descripción, ya que pueden diferir hacia donde se direcciona el impacto, que puede ser el usuario final, cliente interno, cliente externo, etc.

El análisis de las probabilidades y consecuencias de los riesgos se lo determinará en base en la experiencia operativa de al menos 5 años anteriores, desde el año 2010, ya que a fines de 2009 se produjeron racionamientos eléctricos en todo el país por falta de reservas energéticas, y pueden producir ruido al momento del análisis.

Tabla 6:

Criterios de probabilidad para la evaluación de riesgos.

PROBABILIDAD			
Nivel	Designación	Descripción	Frecuencia
1	REMOTO	El evento puede ocurrir únicamente en circunstancias excepcionales	No ha ocurrido en los últimos 5 años
2	IMPROBABLE	El evento pudo haber ocurrido en algún momento	Ha ocurrido al menos una vez en los últimos 5 años
3	POSIBLE	El evento podría ocurrir en algún momento	Ha ocurrido una vez en el último año
4	PROBABLE	El evento probablemente ocurrirá en la mayoría de las circunstancias	Ha ocurrido al menos 2 veces en el último año
5	FRECUENTE	El evento ocurriría en la mayoría de casos	Ha ocurrido una vez al mes en el último año

Fuente: Autoría personal

Tabla 7:

Criterios de impacto para la evaluación de riesgos.

IMPACTO		
Nivel	Designación	Descripción
1	INSIGNIFICANTE	Si el evento llegará a presentarse, se tendrían consecuencias o efectos mínimos sobre el proceso
2	BAJO	Si el evento llegará a presentarse, tendría un bajo impacto o efecto sobre el proceso
3	MODERADO	Si el evento llegará a presentarse, tendría un efecto o impacto de median magnitud sobre el proceso
4	ALTO	Si el evento llegará a presentarse, tendría altas consecuencias o efectos sobre el proceso
5	EXTREMO	Si el evento llegará a presentarse, las consecuencia o efectos serían desastrosos sobre el proceso

Fuente: Autoría personal

3.5.3 Definición de la matriz de riesgos

La evaluación del nivel del riesgo se la realizará mediante el uso de la matriz de riesgos (Análisis cualitativo), donde se evaluarán los riesgos (en base a los que mayor impacto y probabilidad presenten), que son los que deben ser mitigados o tratados de manera inmediata.

A continuación, en la Figura 18 se expone el modelo del mapa de riesgos que será utilizado para cada proceso, en base al cual se realizará la evaluación del riesgo y su posterior consideración en el tratamiento o no del mismo.

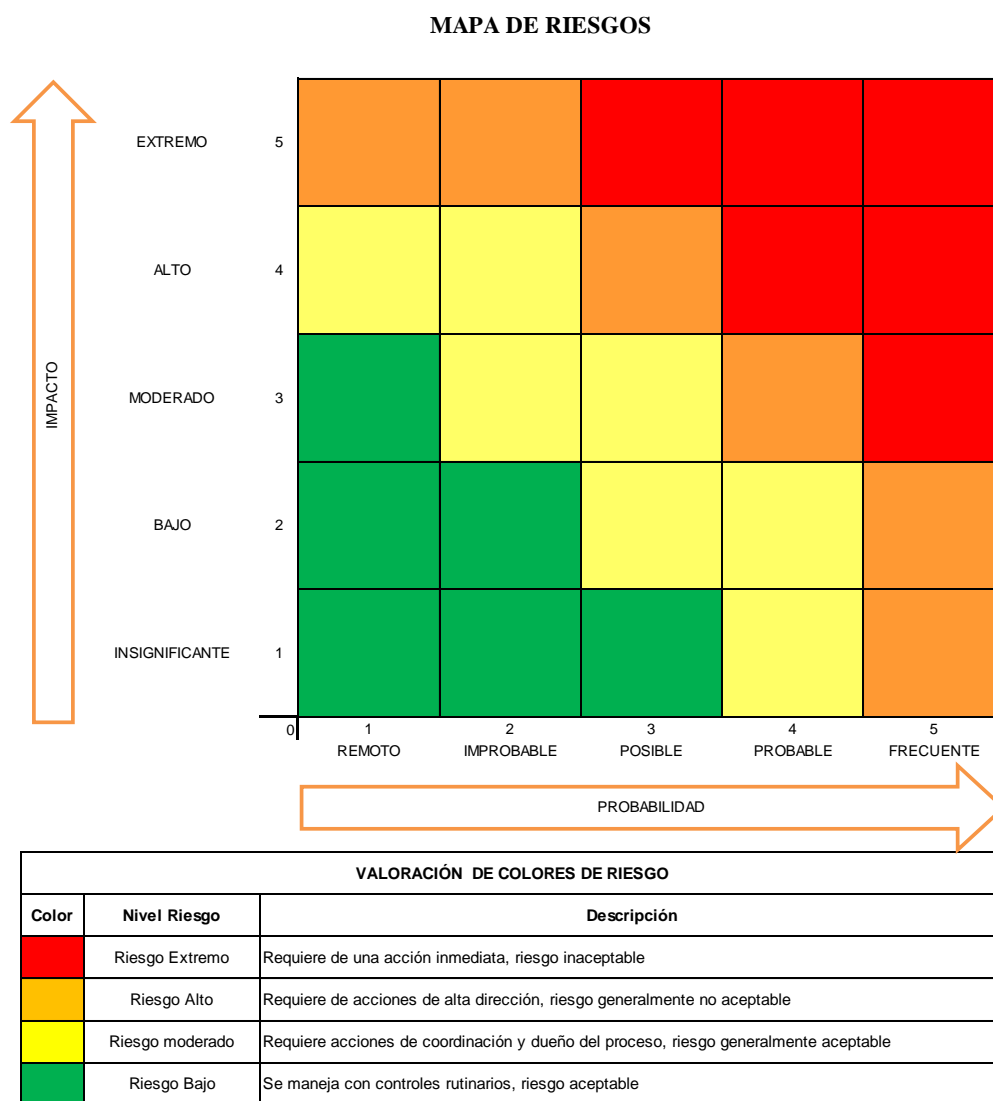


Figura 18: Formato del mapa de riesgos.

Fuente: Autoría personal.

El coloreo y nivel de riesgo planteado en la Figura 18, se basa en que los procesos asociados a la Planificación Eléctrica del CENACE, que se vuelven de mayor cuidado mientras aumenta su impacto y probabilidad al mismo tiempo, siendo de mayor consideración el impacto hacia el usuario final.

3.5.4 Determinación de los niveles de aceptación del riesgo

En base a la creación del mapa de riesgos, los niveles de aceptación del riesgos se determinarán en base a su ubicación, en la parte posterior de la Figura 18 se describe el nivel de riesgo en base a la ubicación y coloreo del mapa de riesgos propuesto, los riesgos que sean considerados como RIESGO EXTREMO serán los primeros en ser atendidos, se realizará una priorización de todos los riesgos considerados como extremos, en base a su nivel de riesgo determinado, y de todos los procesos analizados, y se determinarán los riesgos a ser tratados de manera inmediata.

Los riesgos considerados como RIESGO ALTO serán considerados a continuación, y luego los riesgos del tipo RIESGO MODERADO. Los riesgos que estén dentro de la zona de RIESGO BAJO son considerados como aceptables, que generalmente pueden ser controlados.

3.5.5 Determinación del nivel de riesgo

La determinación del nivel de riesgo es el resultado de confrontar el impacto y la probabilidad con los controles existentes al interior de los diferentes procesos y procedimientos que se realizan. Para adelantar esta etapa se deben tener muy claros los puntos de control existentes en los diferentes procesos, los cuales permiten obtener información para efectos de tomar decisiones, estos niveles de riesgo pueden ser: De la priorización, debe resultar el orden

sistemático de los riesgos, enumerados de mayor a menor de acuerdo a su probabilidad ver su impacto. (Ramos, 2014. p.4)

3.6 IDENTIFICACIÓN DEL RIESGO

Para realizar el análisis de los riesgos, se deben definir de manera clara los eventos que se pueden presentar, sus causas, las fuentes y las consecuencias. Los conceptos planteados consideran los tipos de riesgos asociados a los procesos de funcionamiento de un sistema eléctrico, su planificación y operación.

3.6.1 Definición de causas

La identificación de las causas de los riesgos se realizará mediante el uso de diagramas de causa – efecto (espina de pescado); en la Figura 19 se muestra un ejemplo para el análisis de la calidad del voltaje en tiempo real:

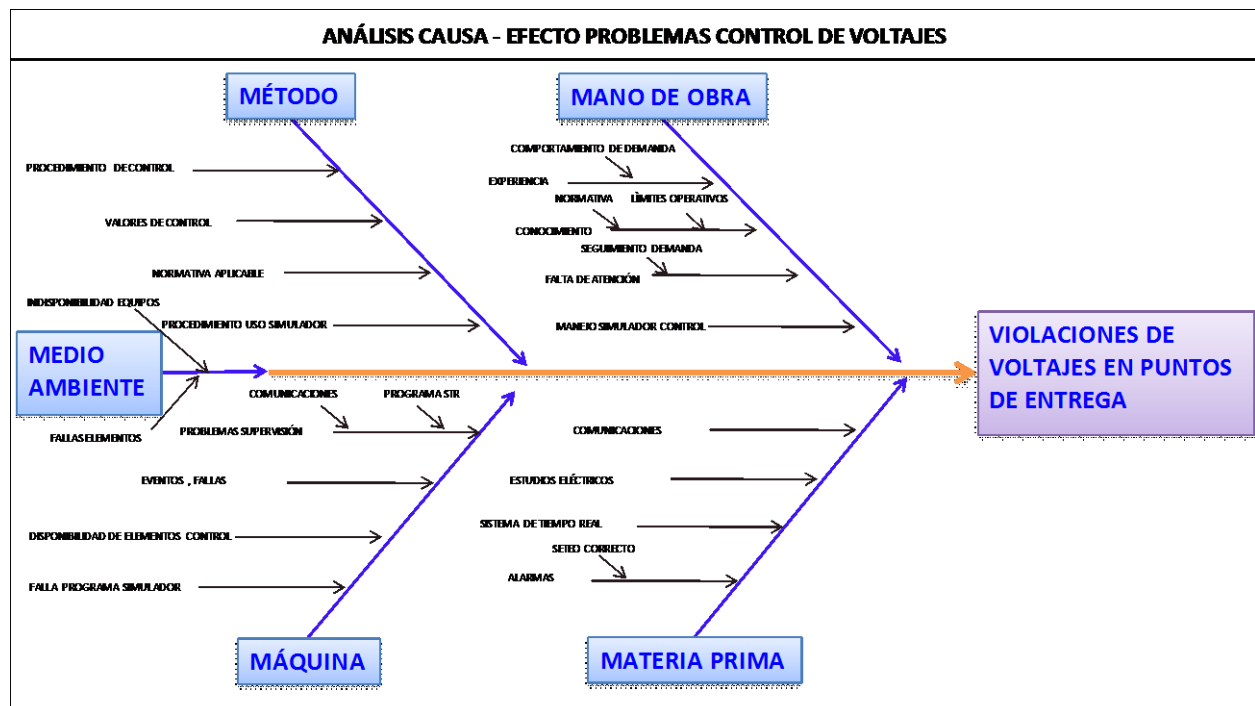


Figura 19: Ejemplo de análisis de espina de pescado.

Fuente: Autoría personal.

3.6.2 Determinación de las consecuencias

Para la determinación de las consecuencias de los riesgos se plantea realizarlo mediante un análisis What – if, el mismo que se puede completar mediante el análisis de eventos y estadística de la información histórica de que dispone el CENACE.

La presentación de la identificación de los riesgos, sus causales, fuentes, consecuencias se las realizará mediante el uso del formato que se presenta en la Tabla 8, que se muestra a continuación:

Tabla 8:

Formato para la identificación de riesgos.

IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS					
DIRECCIÓN:		ÁREA:			
MACROPROCESO:		PROCESO:			
SUBPROCESOS:		RESPONSABLES:			
RIESGOS	INTER / EXTER	DESCRIPCIÓN	CAUSAS	FUENTES	CONSECUENCIAS
Riesgos Estratégicos	R1				
	R2				
	R3				
Riesgos de asignación de recursos	.				
	.				
	.				
Riesgos operacionales	.				
	.				
	.				
Riesgos de entorno	.				
	.				

Fuente: Autoría personal.

Considerando que el proceso de gestión de riesgos puede ser muy demandante, y los riesgos que se asocian a los procesos de una empresa, se sugiere definir un listado de los riesgos que son propios de cada proceso, considerando la clasificación, estratégicos, de asignación de recursos, operacionales o de entorno, y considerando adicionalmente si son directamente asociados al proceso o son externos al mismo. Esto permitirá ahorrar tiempo en el proceso de identificación de los riesgos. En la Tabla 9 se presenta un ejemplo de los riesgos, cuya información será afinada en el Capítulo 4.

Tabla 9:

Listado preliminar de riesgos.

No.	TIPOS DE RIESGOS	EXTERNOS O INTERNOS	RIESGOS Riesgos que afectan los objetivos de la Organización, referidos al Proceso de la Planificación Eléctrica Estacional
1	Riesgos Estratégicos	I	Falencias en la estructura organizacional del APEL
2		E	Falencias en el marco regulatorio vigente
3		I	Pérdida de imagen de la empresa
4		E	Aparición de nuevos competidores
5	Riesgos de asignación de recursos	I	Disponibilidad de personal
6		I	No actualización del software para análisis eléctrico
7		I	Capacitación para el desarrollo de nuevas tecnologías de análisis
8	Riesgos operacionales	E	Desabastecimiento del suministro de energía eléctrica
9		I	Mala calidad del suministro de energía eléctrico
10		E	Falta de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica
11		I	Aprobación errónea de mantenimientos en los elementos del SNI.

12	I	Falla en la entrega de productos/servicio
13	I	Procedimientos NO actualizados
14	E	Información técnica - operativa actual y de expansión de los agentes de generación, transmisión y distribución
15	E	Normativa asociada al sector eléctrico ecuatoriano, creación o cambio de las leyes que rigen el sector
16	E	Normativa internacional referida al intercambio de transacciones de electricidad con otros países
17	E	Falta de inversión en equipamiento que permita mantener el servicio de energía eléctrica en las mejores condiciones, considerando el crecimiento de la demanda
18	E	Falta de comunicación con los agentes que conforman el mercado eléctrico ecuatoriano y operadores internacionales

Fuente: Autoría personal.

Se debe mencionar que en esta etapa también se consideran los riesgos internos (bajo control del CENACE) y riesgos externos (sin control del CENACE), ya que esto permitirá diferenciar las acciones de tratamiento que pueden ejecutar la empresa para el tratamiento del riesgo, y no se perderá de vista las posibles problemas que se pueden presentar y que no estarían bajo el control del CENACE.

Adicionalmente, para la identificación y control de los riesgos se considerará que los éstos pueden tener el carácter de intervenidos y no intervenidos, ya que pueden existir acciones de control que se vienen realizando, o sea adelantando la gestión del control del riesgo. Esto permitirá a lo mejor realizar una comparación entre riesgos que tienen o no controles en su desempeño, y por ende verificar la efectividad de los mecanismos de control que se vengán realizando.

3.7 ANÁLISIS DEL RIESGO

El análisis de riesgo involucra la consideración de las causas y las fuentes de riesgo, sus consecuencias positivas y negativas, y la probabilidad de que tales consecuencias puedan ocurrir. Se deberían identificar los factores que afectan a las consecuencias y su probabilidad y otros atributos del riesgo. (ISO 31000, 2011, p.21)

El proceso de análisis de riesgo no es otra cosa que la valoración cualitativa de riesgo de acuerdo con su impacto, probabilidad de ocurrencia y las posibles acciones de mitigación. Al final, lo que queda después de tomar una decisión es el Riesgo Residual, o la situación incierta con la que debemos convivir a pesar de utilizar las posibilidades que tenemos a la mano para mitigar los riesgos, así sea que decidamos no hacer absolutamente nada. (Bravo & Sánchez, 2007, p.205)

En base a los dos conceptos descritos en los párrafos anteriores, y para el presente trabajo, el análisis del riesgo se realizará mediante el desarrollo del mapa de riesgos, presentado en la Figura 18. La valoración del impacto y la probabilidad de los riesgos se realizarán con los valores descritos en las Tablas 6 y 7, mismas que han sido planteadas en base a la experticia del personal de la corporación CENACE.

Para la evaluación del riesgo adicionalmente se considerará lo siguiente:

El valorar los riesgos en forma cualitativa, no es una ciencia exacta. La evaluación de la consecuencia se basa en escenarios supuestos de “qué puede ocurrir”, y la estimación de la probabilidad en información histórica acerca de los que ocurrió en tales escenarios, en similares condiciones, sabiendo que las circunstancias nunca son exactamente las mismas, por lo que es razonable que se presenten discusiones al interior del equipo que evalúa el riesgo. (Bravo & Sánchez, 2007, p.209)

Para iniciar el análisis del riesgo se ha desarrollado un formato que se presentan en la Tabla 10, donde se registrarán los valores de probabilidad e impacto de los riesgos, para posteriormente trasladar la información al mapa de riesgos.

Tabla 10:

Matriz para el análisis de riesgos.

MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS						
No.	TIPOS DE RIESGOS	RIESGO Riesgos que afectan los objetivos de la Organización	PROCESO A			OBSERVACIONES
			Probabilidad	Impacto	Nivel Riesgo	

1		Falencias en la estructura organizacional de CENACE	Valor numérico	Valor numérico	P X I
2	Riesgos Estratégicos	Pérdida de imagen de la empresa			
3		Falencias en el marco regulatorio vigente			
4		Aparición de nuevos competidores			
5	Riesgos de asignación de recursos	Disponibilidad de personal			
6		No actualización del software para análisis eléctrico			
7		Capacitación para el desarrollo de nuevas tecnologías de análisis			
8	Riesgos operacionales	Desabastecimiento del suministro de energía eléctrica			
9		Mala calidad del suministro de energía eléctrica			
10		Falta de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica			
11		Aprobación errónea de mantenimientos en los elementos del SNI.			
12		Falla en la entrega de productos/servicio			
13		Procedimientos NO actualizados			
14		Información técnica - operativa actual y de expansión de los agentes de			

	generación, transmisión y distribución
15	Normativa asociada al sector eléctrico ecuatoriano, creación o cambio de las leyes que rigen el sector
16	Normativa internacional referida al intercambio de transacciones de electricidad con otros países
17	Riesgos de entorno Falta de inversión en equipamiento que permita mantener el servicio de energía eléctrica en las mejores condiciones, considerando el crecimiento de la demanda
18	Falta de comunicación con los agentes que conforman el mercado eléctrico ecuatoriano y operadores internacionales

Fuente: Autoría personal.

3.8 EVALUACIÓN DEL RIESGO

El propósito de la evaluación del riesgo es facilitar la toma de decisiones, basada en los resultados de dicho análisis, acerca de cuáles riesgos necesitan tratamiento y la prioridad para la implementación del tratamiento. La evaluación del riesgo implica la comparación del nivel de riesgo observado durante el proceso de análisis y de los criterios del riesgo establecidos al considerar el contexto. (Norma ISO 31000, 2011, p.22)

Si al valorar un riesgo la calificación que se obtiene es aceptable, se considera que no representa peligro, y debe ser monitoreado. Si por lo contrario no lo es, se deben tomar acciones para llevarlo a un nivel en que no exista inquietud. En esta etapa se compara el nivel de riesgo contra el nivel de criticidad para cada uno de los riesgos identificados y de acuerdo con esto se priorizan para ser tratados. (Bravo & Sánchez, 2007, p.111)

En base a lo descrito en los párrafos anteriores, a lo expuesto en el punto 3.5.2 y a los resultados del análisis de riesgos realizado para cada proceso, se determinará el mapa de

riesgos respectivo, y finalmente se evaluarán los riesgos que deben ser atendidos de manera primaria o urgente.

Como se mencionó, una vez obtenidos los resultados de las evaluaciones de los procesos, se realizará un listado con los riesgos más extremos, priorizando los de más alto nivel de riesgo, lo que permitirá obtener el orden mediante el cual deben ser tratados los riesgos referidos al análisis. Los riesgos a ser considerados en el tratamiento son los de riesgo extremo y riesgo alto.

De manera adicional se debe realizar el análisis CUANTITATIVO de los riesgos que van a ser tratados, para definir de mejor manera el tipo de tratamiento que se realizará y los posibles indicadores que se plantearán para su control. En las Tablas 11 y 12 se proponen dos tipos de registros a ser llenados para la evaluación indicada. Para el análisis se utilizará la información histórica disponible, y se considerará el periodo del año anterior para su evaluación.

En la Tabla 11, el objetivo de la evaluación considerará el cálculo del costo de energía no suministrada que se puede presentar al no realizar una ejecución adecuada del análisis de seguridad y la reserva de potencia activa para evitar violaciones de frecuencia, y la actuación del esquema de alivio de carga. Con la información de reducción de los costos de energía no suministrada se determinará el Indicador de reducción del riesgo analizado.

Para la Tabla 12 el objetivo es en el cálculo de los sobrecostos producidos por las acciones operativas que incrementaron el costo de la operación del sistema, por ejemplo, el ingreso de generación forzada, etc. De manera similar, se plantea que el indicador asociado a esta tabla sea uno para reducir el riesgo, reducción de sobrecostos.

Matriz para el análisis de riesgos (eventos de violaciones de frecuencia).

Fuente: Autoría personal.

Matriz para el análisis de riesgos (eventos de violaciones de voltaje).

66

TIPO DE ACCIÓN:	OBJETIVO:
-----------------	-----------

Fuente: Autoría personal.

Con la información desarrollada en las Tablas 11 y 12 se determinarán indicadores de reducción del riesgo, que serán calculados en base a la información del año anterior, y para cada riesgo se asignará un indicador de reducción IRR1, IRR2, ... IRRn, cuya evaluación se detalla en el numeral 3.10.

Adicionalmente, en el mismo numeral 3.10, se planteará la definición de un indicador de gestión de riesgo general (IGR) para los procesos del Área de Planificación Eléctrica del CENACE, que podrá ser evaluado y analizado de manera periódica, y que irá mejorando conforme se apliquen acciones de control o de tratamiento. Este indicador podrá ser considerado a nivel corporativo, para el control de gestión a los procesos de la cadena de valor del CENACE.

3.9 TRATAMIENTO DEL RIESGO

3.9.1 Generalidades

El tratamiento del riesgo involucra la selección de una o más opciones para modificar los riesgos y la implementación de tales opciones. Una vez implementado, el tratamiento suministra controles o los modifica. (Norma ISO 31000, 2011, p.22).

Luego de realizar la priorización de los riesgos, se identifican aquellos que van a ser atendidos de manera primaria, y para su tratamiento se pueden utilizar las siguientes acciones:

- Evitar el riesgo.
- Tomar o incrementar el riesgo para perseguir una oportunidad.
- Retirar la fuente del riesgo.
- Cambiarla probabilidad.

- Cambiar las consecuencias.
- Compartir el riesgos con una o varias partes.
- Retener el riesgo mediante una decisión informada. (Norma ISO 31000, 2011, p.23).

Pero sea cual fuera la acción a tomar, siempre se consideran que son incertidumbres, que al ser implementados tendrán su impacto positivo o negativo frente al cumplimiento de los objetivos de la empresa.

Al final, el objetivo de la aplicación de un tratamiento es el de bajar el nivel del riesgo de valores extremos a valores controlables, tal como se expresa en la Figura 20.

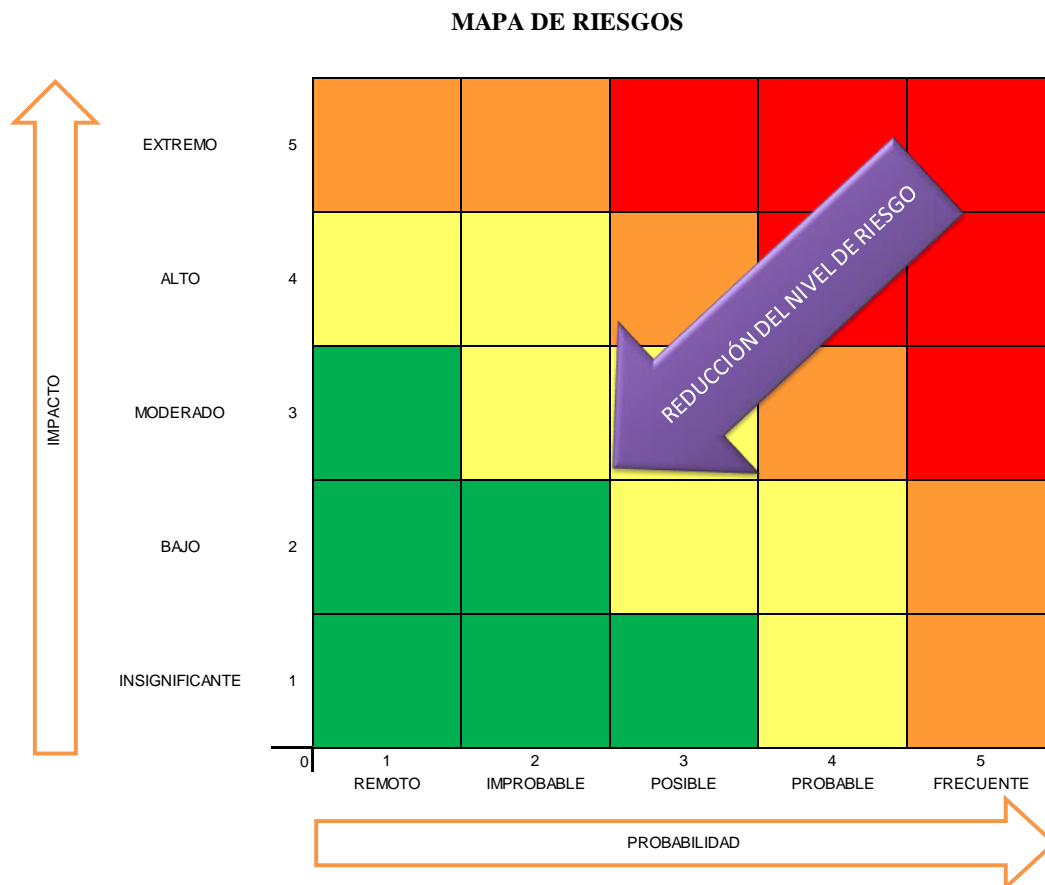


Figura 20: Disminución del nivel de riesgo.

Fuente: Autoría personal.

3.9.2 Definición de opciones para el tratamiento del riesgo

La selección de las opciones más adecuadas para el tratamiento del riesgo implica equilibrar los costos y los esfuerzos de la implementación frente a los beneficios derivados con respecto a los requisitos legales, reglamentarios y otros, como por ejemplo la responsabilidad social y la protección del ambiente natural. (Norma ISO 31000, 2011, p.23)

Considerando lo mencionado, se ha desarrollado una matriz que permita abarcar la información referida al tratamiento del riesgo que se vaya a realizar, donde se identifica el tipo de tratamiento a aplicar, las acciones a implementarse (mitigación), el responsable de la acción, plazo de cumplimiento, indicador de control, periodo de revisión, etc. En la Tabla 13 se muestra el formato de matriz a utilizarse.

Tabla 13:

Matriz para la aplicación del tratamiento del riesgo.

MATRIZ DE TRATAMIENTO DEL RIESGO										
No.	PROCESO	RIESGO	P	I	Nivel de Riesgo	TIPO DE TRATAMIENTO	ACCIONES A IMPLEMENTARSE	RESPONSABLE	PLAZO	MEDICIÓN INDICADOR
1							A1			ISR1
							A2			
							An			
2							A1			ISR2
							A2			
							An			
3							A1			ISR3
							A2			
							An			
.							A1			.
							A2			
							An			
.							A1			.
							A2			
							An			
n							A1			ISRn
							A2			

An	
FECHA ANÁLISIS:	ELABORADO POR:

Fuente: Autoría personal.

En la Tabla 13, en el tipo de tratamiento, se considerará las siguientes opciones:

- Evitar el riesgo: es siempre la primera alternativa a considerar. Se logra cuando al interior de los procesos se generan cambios sustanciales de mejoramiento, rediseño o eliminación, resultado de unos adecuados controles y acciones emprendidas. Un ejemplo de esto puede ser el control de calidad, manejo de los insumos, mantenimiento preventivo de los equipos, desarrollo tecnológico, etc.
- Reducir el riesgo: si el riesgo no puede ser evitado porque crea grandes dificultades operacionales, el siguiente paso es reducirlo al más bajo nivel posible. La reducción del riesgo es probablemente el método más sencillo y económico para superar las debilidades antes de aplicar medidas más costosas y difíciles. Se consigue mediante la optimización de los procedimientos y la implementación de controles. Ejemplo: planes de contingencia.
- Dispersar y atomizar el riesgo: Se logra mediante la distribución o localización del riesgo en diversos lugares. Es así, por ejemplo, la información de gran importancia se puede duplicar y almacenar en un lugar distante y de ubicación segura, en vez de dejarla concentrada en un solo lugar.
- Transferir el riesgo: Hace referencia a buscar respaldo y compartir con otro parte del riesgo, como por ejemplo tomar pólizas de seguros; se traslada el riesgo a otra parte o físicamente se traslada a otro lugar. Esta técnica es usada para eliminar el riesgo de un lugar y pasarlo a otro, o de un grupo a otro. Así mismo, el riesgo puede ser minimizado compartiéndolo con otro grupo o dependencia.

- Asumir el riesgo: “Luego de que el riesgo ha sido reducido o transferido puede quedar un riesgo residual que se mantiene, en este caso el dueño del proceso simplemente acepta la pérdida residual probable y elabora planes de contingencia para su manejo” (Ramos, 2014, p.4).

Para el presente trabajo, los riesgos están asociados directamente a la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica, por lo tanto se estima que las opciones para el tratamiento de los riesgos más idóneos a ser considerados son las de *Reducción del riesgo* y la *Asunción del riesgo*, tema que se indicó en el numeral 3.8.

Como parte complementaria se analiza el tema del ***Riesgo residual***, ya que puede darse el caso de que después de la aplicación de un tratamiento contra el riesgo, éste puede mantenerse o disminuir, pero podría ser considerado para un nuevo tratamiento. Para el presente trabajo, el riesgo residual será evidente una vez implementado un tratamiento, por lo tanto, y en base al monitoreo que se plantea realizar, el mismo aparecerá, de ser el caso, y deberá ser documentado para su tratamiento posterior.

3.10 DEFINICIÓN DEL PROCESO PARA EL MONITOREO Y REVISIÓN

Para la aplicación de un tratamiento de riesgo a un determinado proceso o actividad debe considerarse el tema del monitoreo, el cual permitirá hacer un seguimiento al desempeño del mismo, por lo tanto debe especificarse de igual manera el responsable, plazos, etc.

El monitoreo se realiza durante todo el proceso y consiste en revisar el desempeño del sistema de administración de riesgos, a través de indicadores, de modo que cumplan con todas las etapas y se logren los objetivos propuestos. (Bravo & Sánchez, 2007, p.112)

El monitoreo del proceso de gestión de riesgos debe ser realizado de manera periódica, por lo tanto, se propone que el seguimiento de avance de acciones o actividades se

lo realice de manera mensual a todo el proceso, pero si se evidencian riesgos muy extremos el seguimiento deberá tener una menor periodicidad, dependiendo de las necesidades de control que se requieran.

También se necesita que el proceso de monitoreo y seguimiento tenga muy bien definidas las responsabilidades, que permita mantener el proceso organizado e implementado, e incluso que en las revisiones periódicas se analicen los posibles nuevos riesgos o escenarios que podrían afectar el servicio o producto de la empresa. Las responsabilidad de monitoreo y seguimiento deben ser definidas como primer punto en la aplicación de la presente metodología, y la revisión de parte de la alta gerencia se plantea que se lo realice de manera trimestral.

En la Tabla 13 se hace referencia a indicadores individuales para el control del tratamiento de cada uno de los riesgos, estos indicadores son de seguimiento, y permiten verificar el cumplimiento de las actividades planteadas para la mitigación del riesgo, por lo tanto deben ser evaluados en base al nivel del cumplimiento de dichas actividades y para cada uno de los riesgos, los mismos que son denominados como ISR1, ISR2, ..., ISRn.

Adicionalmente, los indicadores de reducción de riesgos nombrados en el numeral 3.8, IRR1, IRR2, ..., IRRn, serán calculados en base a la reducción de los costos asociados a la energía no suministrada (no continuidad del suministro eléctrico), o en base a la disminución de los sobrecostos asociados a la calidad y seguridad del sistema, considerando la información del año anterior. Para la presente propuesta el IRR se basa en la reducción de los costos de energía no suministrada.

Por lo tanto, se define el Indicador de Gestión de Riesgo individual IGR1, IGR2, ..., IGRn como es el resultado del promedio de los indicadores de seguimiento y reducción de cada riesgo analizado, expresados de la siguiente manera:

$$IGR1 = (IRR1 + ISR1)/2$$

$$IGR2 = (IRR2 + ISR2)/2$$

.....

$$IGRn = (IRRn + ISRn)/2$$

El IGR del área o proceso será considerado como el promedio de todos los IGRn:

$$IGR = (IGR1 + IGR2 + \dots + IGRn) / n$$

Para realizar el análisis de los riesgos se considerará que los mismos no han sido intervenidos, o sea que no hayan estado bajo una acción de control de riesgo previa. La revisión del proceso de gestión de riesgos de la empresa deberá ser incluido en la revisión de todo el sistema de gestión de la empresa, cuadro de mando integral, que permita mantener al personal de la empresa (directivo, dueños de procesos, cliente interno, etc), en conocimiento de la acciones de mejora realizadas y de la respectiva adjudicación de recursos, lo que permitirá mantener el proceso de gestión de riesgos en completo funcionamiento.

Tabla 14 determinará el IGR para el seguimiento del proceso de la gestión de riesgos, incluyendo la fecha de actualización y evaluación. De ser necesario se puede realizar el reporte de los tratamientos de riesgo para cada proceso, pero manera particular en base a los requerimientos respectivos.

Tabla 14:

Matriz para el monitoreo y evaluación del indicador de la gestión del riesgo.

INDICADOR DE GESTIÓN DE RIESGO	
PROCESO EVALUADO:	Fecha Revisión:
Responsable de elaboración:	Revisado por:

Riesgo tratado	Indicador de seguimiento del riesgo	Indicador de reducción del riesgo	IGR individual	OBSERVACIONES
R1	ISR1	IRR1	IGR1	$IGR1=(ISR1 + IRR1)/2$
R2	ISR2	IRR2	IGR2	$IGR2=(ISR2 + IRR2)/2$
R3	ISR3	IRR3	IGR3	$IGR3=(ISR3 + IRR3)/2$
”	”	”	”	”
Rn	ISRn	IRRn	IGRn	$IGRn=(ISRn + IRRn)/2$
INDICADOR DE GESTIÓN DE RIESGOS			IGR	Promedio de IGR individuales

Fuente: Autoría personal.

3.11 DEFINICIÓN DEL PROCESO DE COMUNICACIÓN Y MEJORA CONTINUA

La forma de reportar los riesgos es importante, ya que las personas encargadas de tomar decisiones, y los grupos de interés a quienes se presentará la información deben hacerse una idea clara del nivel de exposición real de la empresa, en lo relacionado con incidentes, impacto financiero, o pérdida de imagen entre otras posibilidades. (Bravo & Sánchez, 2007, p.113)

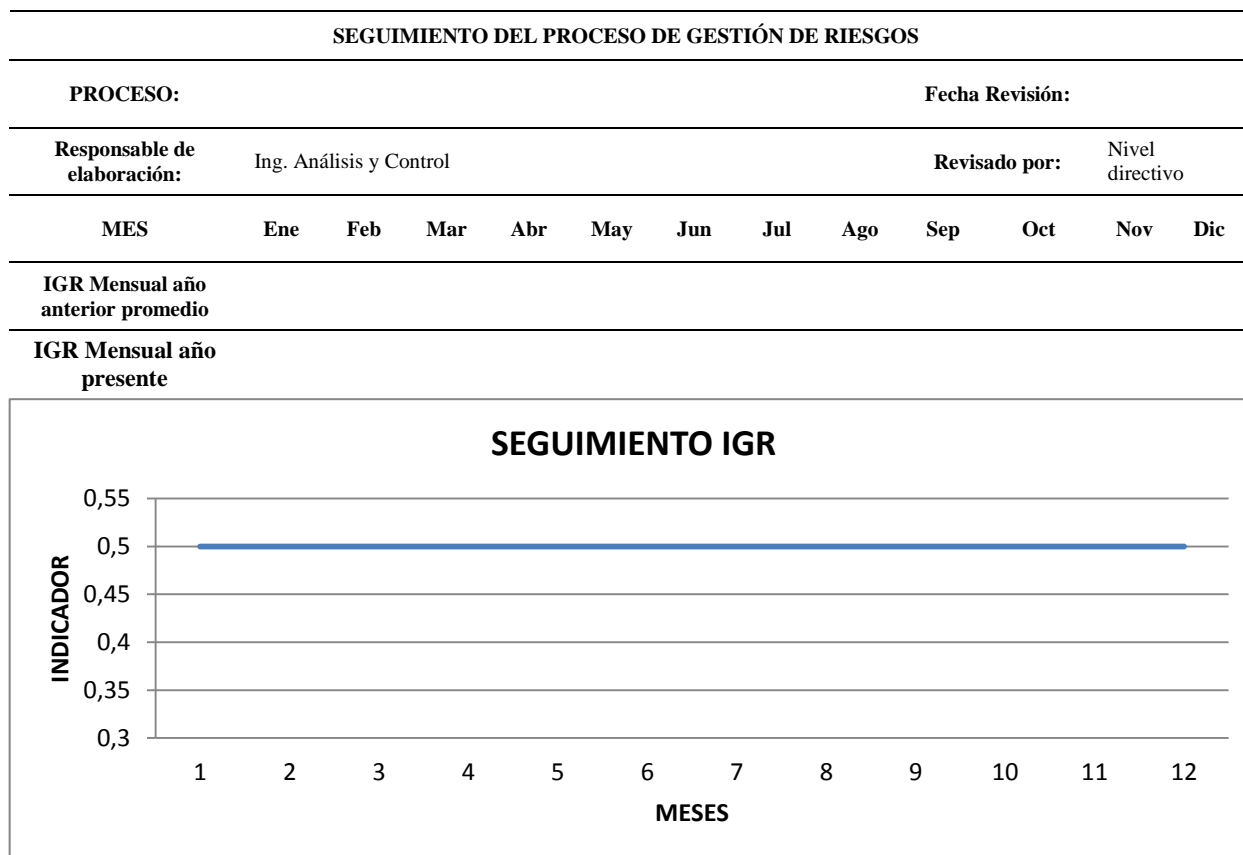
Como parte complementaria al monitoreo del proceso de gestión de riesgos, se debe realizar una comunicación periódica, sobre el seguimiento, avances y reducción de los riesgos que han sido evaluados como Altos y Extremos, hacia los niveles directivos. Esta información debe llegar de manera clara y sintética a las partes interesadas, ya que esto permitirá la toma de decisiones que coadyuven a la empresa en la mejora de su gestión de riesgos.

Por lo tanto, se recomienda que el monitoreo del proceso de gestión de riesgos se lo realice de manera mensual (cálculo de indicadores), y la revisión del nivel directivo de manera trimestral. El formato de seguimiento del proceso se presenta en la Tabla 15, donde se realiza una comparación entre el indicador mensual y el indicador anual, que permita ver la

variación, disminución o aumento del riesgo; el objetivo será entonces que dicha comparación tienda al valor de “1”, que implicaría la disminución o eliminación del riesgo.

Tabla 15:

Matriz para el monitoreo y evaluación del indicador de la gestión del riesgo.



Fuente: Autoría personal.

4. ANÁLISIS DE PROPUESTA DEL DISEÑO APLICADO A LOS PROCESOS DE PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA DEL CENACE

A continuación se realiza la aplicación de la propuesta de gestión de riesgos para dos procesos asociados al Área de Planificación Eléctrica de CENACE.

4.1 ANÁLISIS SITUACIONAL DEL MANEJO DE RIESGOS EN LA CORPORACIÓN CENACE

Actualmente en la Corporación CENACE cuenta con el procedimiento denominado “PR-CEN-02 Identificar y evaluar riesgos en procesos”, versión 2 (2012), que basa su desarrollo en el modelo COSO ERM, cuyas acciones han sido realizadas de manera escueta, con una aplicación piloto en el área del Sistema de Tiempo Real de la Dirección de Operaciones. Lamentablemente dicho procedimiento no ha sido implementado de manera concreta y periódica por diversas causas y no ha tenido mayor aplicación a los procesos del CENACE, y considerando que los procesos de la cadena de valor son de carácter técnico, el método planteado no fue aplicado en su totalidad.

Considerando el alto grado de criticidad que tienen los procesos técnicos que ejecuta el CENACE, con un impacto alto en el servicio de energía eléctrica al usuario final del ECUADOR, se deduce la necesidad de desarrollar una metodología que permita realizar una gestión de riesgos aplicada a los procesos de la planificación y operación de sistemas eléctricos que administra y coordina el CENACE.

Los riesgos asociados a los procesos de Planificación Eléctrica pueden ser de carácter externos e internos, por lo tanto, no controlables y controlables, siendo de suma importancia la identificación clara de todos los riesgos que puedan intervenir en los procesos a ser

analizados, de allí que al realizar la propuesta de aplicación debemos tener mucho cuidado en el proceso de identificación, ya que serán los que se considerarán hasta finalizar el proceso.

4.2 PROCESOS DE PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA

4.2.1 Objetivos de calidad relacionados con el análisis

A continuación se realiza la descripción de los objetivos estratégicos y de calidad relacionados con los procesos del Área de Planificación Eléctrica del CENACE.

- *Objetivos de Calidad relacionados:*
 - ✓ Mantener las condiciones normales del Sistema después de que ocurra una contingencia simple, de acuerdo a la normativa.
 - ✓ Mantener los voltajes, frecuencia e intercambios internacionales.
 - ✓ Abastecer de energía al mercado al mínimo costo de producción del sistema.
- *Objetivos Estratégicos del CENACE relacionados:*
 - ✓ Asegurar el abastecimiento eléctrico en el país bajo condiciones de seguridad, calidad, economía y sostenibilidad.
 - ✓ Desarrollar competencias relacionadas a la planificación de la expansión y modelo de cartera del sector eléctrico.

El análisis de los riesgos será realizado en base al cumplimiento de los objetivos estratégicos y de calidad de APEL, que permitan asegurar de mejor manera la calidad, seguridad y continuidad del servicio eléctrico en el SNI.

PLAN OPERATIVO

POLITICA		DEFINICIÓN	OBJETIVOS	INDICADOR	FÓRMULA	META
CENACE administra de manera eficaz y eficiente el funcionamiento técnico del Sistema Nacional Interconectado y de las Interconexiones Internacionales, satisfaciendo a la ciudadanía con el servicio eléctrico en condiciones de seguridad, calidad, economía y sostenibilidad.	seguridad,	Es la habilidad del S.N.I. para soportar disturbios súbitos tales como: cortocircuitos eléctricos o pérdida no anticipada de componentes del Sistema.	Mantener las condiciones normales del Sistema después de que ocurra una contingencia simple, se acuerdo a la normativa.	Seguridad del Sistema	$1 - \max \left\{ 0, \frac{\text{Fallos fuera del estado normal}}{\text{Fallos ocurridos en el periodo}} - \text{Meta} \right\}$	Ninguna falla fuera del estado normal durante el mes de análisis del Indicador.
	calidad	La operación del Sistema de potencia debe cumplir los rangos de voltaje, frecuencia e intercambios internacionales, establecidos en la normativa.	Mantener los voltajes,	Variación de voltajes respecto a los valores permisibles para 230 kv	$I_j = 1 - \max \left[0, \frac{\text{Valor}}{\text{Base}_{230\text{KV}}} - \text{Meta}_{230\text{KV}} \right]$	Metas por Zonas: Norte: 5,00 Sur: 3,00 Nor-occidental: 0,60 Occidental: 0,5
			Mantener los voltajes,	Variación de voltajes respecto a valores permisibles para voltajes en puntos de entrega iguales o menores a 138 kv.	$i_j = 1 - \max \left[0, \frac{\text{Valor}}{\text{Base}_{\text{zonal}}} - \text{Meta}_{\text{zonal}} \right]$	Metas por Zonas: Norte: 1,8 Centro-Oriental: 2,3 Oriental: 1,4 Centro: 1,6 Sur: 1,1 Nor-occidental: 1,0 Occidental: 7,7 Centro-occidental: 0,8 Sur-occidental: 1,5
			frecuencia,	Variación de la Frecuencia con respecto al valor nominal	$1 - \max \left\{ 0, \frac{\text{Valor}}{\text{Base}_{\text{frec}}} - \text{Meta}_{\text{frec}} \right\}$	Santa Rosa Base: 1,58 Meta: 2,54 Max: 4,80
			intercambios internacionales.	Desempeño del AGC DCS, (Disturbance Control Standard)	$1 - \max \left\{ 0, \frac{\text{Valor índice}}{\text{Meta}} - 1 \right\}$	100%
	y economía,	Abastecimiento de energía al Mercado al mínimo costo de producción del Sistema.	Abastecer de energía al Mercado al mínimo costo de producción del Sistema.	Eficacia de planificación energética Mazar . IPP-10A1	$i_j = 1 - \max \left\{ 0, \frac{\text{Valor}_j}{\text{Base}_{\text{MAZAR}}} - \text{Meta}_{\text{MAZAR}} \right\}$ $\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n i_j$	1.15% de desvío para IPP-10A1.

Figura 21: Disminución del nivel de riesgo.

Fuente: CENACE, Manual de Calidad de CENACE, versión 35.

En la Figura 21 se muestran los indicadores referidos a los objetivos de calidad de CENACE, relacionados a los procesos de Planificación y Operación, y directamente a la seguridad, calidad de voltaje y frecuencia del sistema nacional interconectado.

4.2.2 Descripción de los procesos de APEL

En el APEL existen dos macroprocesos, los mismos que están compuestos por cuatro procesos y dos de los procesos tienen varios subprocesos. En las Tablas 16 y 17 se muestra el despliegue de los macroprocesos, procesos y subprocesos y el detalle de los requerimientos, productos, frecuencia de emisión y clientes respectivamente.

Tabla 16:

Despliegue de los macroprocesos, procesos y subprocesos de APEL.

MACROPROCESO:		PLANIFICAR LA OPERACIÓN ENERGÉTICA Y ELÉCTRICA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	
MISIÓN		Planificar la operación del sistema eléctrico a mediano y largo plazo, resguardando las condiciones de calidad y seguridad del suministro eléctrico, minimizando el costo de producción, en base a la regulación vigente y satisfaciendo las necesidades del cliente	
PROCESOS	Realizar la planificación eléctrica estacional	SUBPROCESOS	Determinar Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia
			Determinar reservas
			Análisis de estabilidad de pequeña señal
			Bandas de Voltaje y Factores de Potencia
			Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales
	Realizar la programación semanal		
	Actualizaciones de estudios eléctricos	SUBPROCESOS	Energización de nuevos elementos
			Protecciones sistémicas
			Análisis de contingencias en el Sistema Nacional Interconectado
			Niveles de cortocircuito e impedancias equivalentes del Sistema Nacional Interconectado
MACROPROCESO:		REALIZAR DESPACHO ECONÓMICO	
MISIÓN		Planificar la operación del sistema eléctrico a corto plazo, resguardando las condiciones de calidad y seguridad del suministro eléctrico, minimizando el costo de producción, en base a la regulación vigente y satisfaciendo las necesidades del cliente	
PROCESOS		Aprobar y coordinar la ejecución de mantenimientos	
		Elaborar Despacho	

Fuente: Resultados análisis.

Tabla 17:

Productos y/o servicios de los procesos y subprocesos de APEL.

DETALLE DE PRODUCTOS DE PROCESOS Y SUBPROCESOS DE APEL				
PROCESOS Y SUBPROCESOS	REQUERIMIENTOS DE ENTRADA	PRODUCTO O SERVICIO ASOCIADO	FRECUENCIA	CLIENTES
Determinar Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia		Informe de Determinación del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia	Semestral	Empresas de Distribución CONELEC DOP
Determinar reservas	<ul style="list-style-type: none"> • Información técnica de unidades de generación, • Parámetros técnicos de los elementos del sistema nacional de transmisión, 	Informes de Determinación de la Reserva de Generación para Regulación de Frecuencia	Semestral	Empresas de Generación DOP
Análisis de estabilidad de pequeña señal	<ul style="list-style-type: none"> • Reportes de falla, • Información estadística de voltajes, frecuencia, potencia activa, reactiva, etc, • Planes de expansión de la transmisión y generación, 	Informe de Análisis de estabilidad de pequeña señal	Anual	DOP
Bandas de Voltaje y Factores de Potencia	<ul style="list-style-type: none"> • Información del crecimiento de demanda para el periodo de análisis 	Informe de Bandas de Voltaje y Factores de Potencia	Anual	Agentes del sistema DOP
Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales		Informe de Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales	Anual	Agentes del sistema DOP
Realizar la programación semanal	<ul style="list-style-type: none"> • Información de programación semanal de mantenimientos del transmisor, generación y empresas de distribución • Resultados del despacho energético semanal 	Validación eléctrica de Programación semanal	Semanal	Agentes del sistema DOP
Energización de nuevos elementos	<ul style="list-style-type: none"> • Requerimiento de estudio, • Información técnica del nuevo elemento a ingresar 	Informe de Energización de nuevos elementos	Cuando se requiera	Agentes del sistema DOP
Protecciones sistémicas	<ul style="list-style-type: none"> • Requerimiento de estudio 	Informe de Diseño de Protecciones sistémicas	Cuando se requiera	Agentes del sistema DOP
Análisis de contingencias en el Sistema Nacional Interconectado	<ul style="list-style-type: none"> • Información técnica de unidades de generación, • Parámetros técnicos de los elementos del sistema nacional de transmisión, • Reportes de falla, 	Informe de Análisis de contingencias en el Sistema Nacional Interconectado	Cuando se requiera	Agentes del sistema DOP

Niveles de cortocircuito e impedancias equivalentes del Sistema Nacional Interconectado	<ul style="list-style-type: none"> • Información técnica de unidades de generación, • Parámetros técnicos de los elementos del sistema nacional de transmisión, 	Informe de Niveles de cortocircuito e impedancias equivalentes del Sistema Nacional Interconectado	Anual	Agentes del sistema DOP
Aprobar y coordinar la ejecución de mantenimientos	<ul style="list-style-type: none"> • Programación de consignaciones semanales, • Consignaciones de agentes de transmisión y distribución 	Aprobar y coordinar la ejecución de mantenimientos	Semanal	Agentes del sistema DOP
Elaborar Despacho	<ul style="list-style-type: none"> • Programación diaria energética del Despacho diario, • Consignaciones de agentes de transmisión y distribución 	Reporte de Validación eléctrica del Despacho programado	Diaria	Agentes del sistema DOP

Fuente: Resultados análisis.

4.3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

El proceso seleccionado para aplicación de la metodología es el 1.2: Realizar la Planificación Eléctrica Estacional, está compuesto por los subprocesos que se exhiben en la Figura 22:

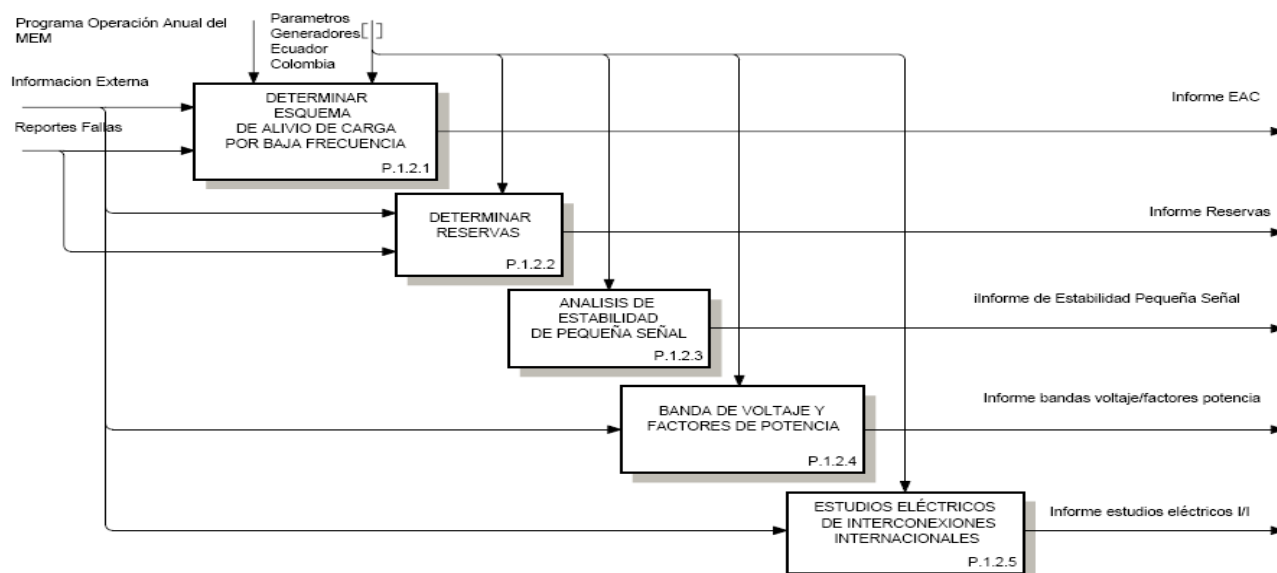


Figura 22: Disminución del nivel de riesgo.

Fuente: CENACE, Manual de Procesos de la Dirección de Planeamiento, versión 11.

Cada uno de los subprocesos tiene un producto de salida, es un informe donde se plasman los resultados de los análisis realizados en base a la información entregada por los agentes y otra información interna de las áreas del CENACE. En la Tabla 18 se muestra en detalle los requerimientos y productos.

Tabla 18:

Requerimientos y productos del Proceso Realizar Planificación Eléctrica Estacional

PROCESOS Y SUBPROCESOS	REQUERIMIENTOS DE ENTRADA	PRODUCTO O SERVICIO ASOCIADO	FRECUENCIA	CLIENTES
Determinar Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia		Informe de Determinación del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia	Semestral	Empresas de Distribución CONELEC DOP
Determinar reservas	<ul style="list-style-type: none"> • Información técnica de unidades de generación, • Parámetros técnicos de los elementos del sistema nacional de transmisión, • Reportes de falla, • Información estadística de voltajes, frecuencia, potencia activa, reactiva, etc, • Planes de expansión de la transmisión y generación, • Información del crecimiento de demanda para el periodo de análisis 	Informes de Determinación de la Reserva de Generación para Regulación de Frecuencia	Semestral	Empresas de Generación DOP
Análisis de estabilidad de pequeña señal		Informe de Análisis de estabilidad de pequeña señal	Anual	DOP
Bandas de Voltaje y Factores de Potencia		Informe de Bandas de Voltaje y Factores de Potencia	Anual	Agentes del sistema DOP
Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales		Informe de Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales	Anual	Agentes del sistema DOP

Fuente: Resultados análisis.

4.3.1 Definición del compromiso

El compromiso del manejo de riesgos será planteado como parte de la política de calidad del CENACE, donde se hará referencia a la implementación del Proceso de Gestión de Riesgos, asociado a la Norma ISO 31000, Gestión de Riesgo, Principios y Directrices.

4.3.2 Definición del grupo de trabajo (responsabilidades)

El grupo de trabajo será definido por los ingenieros que conforman el APEL, y el coordinador de APEL será el encargado de la implantación, análisis e informes de avance. Las tareas de análisis y aplicación deben ser realizadas por todos los miembros del APEL.

4.3.3 Definición del contexto

Para cada subproceso se realiza el análisis del contexto, pero en el detalle de identificación, análisis y evaluación del riesgo se considerará como un solo proceso; se incluyen los detalles de los objetivos asociados y descripción de cada subproceso. En las Tablas 19, 20, 21, 22 y 23 se procede al análisis de contexto indicado:

Tabla 19:

Subproceso Determinar Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia.

DEFINICIÓN DEL CONTEXTO			
DIRECCIÓN	Dirección de Planeamiento	ÁREA	Planeamiento Eléctrico
MACROPROCESO	Planificar la Operación Energética y Eléctrica del SNI.	PROCESO	Realizar la Planificación Eléctrica Estacional
SUBPROCESOS	Determinar Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia	RESPONSABLES	Ingenieros de APEL
OBJETIVOS RELACIONADOS	Mantener los voltajes, frecuencia e intercambios internacionales Mantener las condiciones normales del Sistema después de que ocurra una contingencia simple, de acuerdo a la normativa. Asegurar el abastecimiento eléctrico en el país bajo condiciones de seguridad, calidad, economía y sostenibilidad. Desarrollar competencias relacionadas a la planificación de la expansión y modelo de cartera del sector eléctrico		
DESCRIPCIÓN DEL SUBPROCESO	Realizar el análisis que permita preservar la mayor parte de la demanda y generación del sistema cuando ocurran eventos que produzcan grandes desbalances entre carga y generación que afecte a la frecuencia del sistema.		

PROCEDIMIENTOS ASOCIADOS		PR-DPL-08: Determinación Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia	
CONTEXTO EXTERNO	Descripción del medio externo donde se desarrolla el proceso, clientes afectados, etc.		
CONTEXTO INTERNO	Breve descripción de cómo se asocia el proceso en análisis a los procesos del CENACE, objetivos estratégicos, etc.		
Factores de riesgo externo	Causa	Factores de riesgo interno	Causa
Crecimiento de la demanda del suministro eléctrico	Falta de inversión en proyectos que permitan cubrir la demanda eléctrica en crecimiento	Recurso humano	Falta de experticia en el análisis
Política de estado en el desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano	Planificación que no cubre a todos los requerimientos de la demanda, elementos de transmisión y transformación	Disponibilidad de tecnología	Software y hardware NO adecuado para realizar los análisis
Riesgo de factores naturales y humanos, planes de contingencia para mantener el suministro eléctrico	Producto de salidas intempestivas de elementos del sistema eléctrico ecuatoriano	Procedimientos actualizados	Procedimientos acordes a las necesidades del sistema, eficientes, que cumplan la normativa
Normativa asociada al sector eléctrico ecuatoriano	Falta de políticas que permitan el cumplimiento del EAC a todos los de distribución	Estructura del área	Organización del personal que tenga la disponibilidad de tiempo para el análisis y desarrollo de otras metodologías
Información de los agentes de distribución	Sin la información adecuada, los análisis no podrían realizarse de la mejor manera.	Nuevas metodologías de análisis	Falta de desarrollo de nuevas metodologías que permitan la elaboración de un mejor análisis
Coordinación de maniobras	Mala ejecución en la coordinación de maniobras operativas	Disponibilidad de Información técnica y operativa interna	Acceso a información que permita el desarrollo del análisis
Información de los agentes de distribución	Sin la información adecuada, los análisis, aplicación y seguimiento, no podrían realizarse de la mejor manera.		
Fecha del informe:	2014-10-01		

Fuente: Resultados análisis.

Tabla 20:

Subproceso Determinar Reservas.

DEFINICIÓN DEL CONTEXTO			
DIRECCIÓN	Dirección de Planeamiento	ÁREA	Planeamiento Eléctrico
MACROPROCESO	Planificar la Operación Energética y Eléctrica del SNI.	PROCESO	Realizar la Planificación Eléctrica Estacional
SUBPROCESOS	Determinar Reservas	RESPONSABLE	Ingenieros de APEL
OBJETIVOS RELACIONADOS	Mantener los voltajes, frecuencia e intercambios internacionales Mantener las condiciones normales del Sistema después de que ocurra una contingencia simple, de acuerdo a la normativa. Asegurar el abastecimiento eléctrico en el país bajo condiciones de seguridad, calidad, economía y sostenibilidad. Desarrollar competencias relacionadas a la planificación de la expansión y modelo de cartera del sector eléctrico		
DESCRIPCIÓN DEL SUBPROCESO	Determinar la reserva rodante de generación del Sistema Nacional Interconectado -SNI para regulación de frecuencia, en condiciones normales de operación, con la finalidad de preservar las condiciones de calidad, seguridad y confiabilidad del Sistema.		
PROCEDIMIENTOS ASOCIADOS	PR-DPL-10: Determinación de la Reserva de Generación para Regulación de Frecuencia		
CONTEXTO EXTERNO	Descripción del medio externo donde se desarrolla el proceso, clientes afectados, etc.		
CONTEXTO INTERNO	Breve descripción de cómo se asocia el proceso en análisis a los procesos del CENACE, objetivos estratégicos, etc.		
Factores de riesgo externo	Causa	Factores de riesgo interno	Causa
Crecimiento económico del país, inversión de proyectos de generación	Falta de recursos económicos, fuentes de financiación	Recurso humano	Falta de experticia en el análisis
Crecimiento de la demanda del suministro eléctrico	Falta de inversión en proyectos que permitan cubrir la demanda en crecimiento	Disponibilidad de tecnología	Software y hardware NO adecuado para realizar los análisis
Desarrollo tecnológico para nuevas centrales de generación	Unidades de generación que no tiene la capacidad para el control de frecuencia	Procedimientos actualizados	Procedimientos acordes a las necesidades del sistema, eficientes, cumplan la normativa
Política de estado en el desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano	Planificación que no cubre a todos los requerimientos de la demanda	Estructura del área	Organización del personal que tenga la disponibilidad de tiempo para el análisis y desarrollo de otras metodologías
Riesgo de factores naturales y humanos, planes de contingencia para mantener el suministro eléctrico	Producto de salidas intempestivas de elementos del sistema eléctrico ecuatoriano	Nuevas metodologías de análisis	Desarrollo de nuevas metodologías que permitan la elaboración de análisis más dedicados

Normativa internacional referida al intercambio de transacciones de electricidad con otros países	Restricción de intercambios internacionales de electricidad	Disponibilidad de Información técnica y operativa interna	Acceso a información que permita el desarrollo del análisis
Normativa asociada al sector eléctrico	Falla en el equipamiento, control de nuevos ingresos de generación		
Información de los agentes de generación	Sin la información adecuada, los análisis no podrían realizarse de la mejor manera.		
Fecha del informe:	2014-10-01		

Fuente: Resultados análisis.

Tabla 21:

Subproceso Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal.

DEFINICIÓN DEL CONTEXTO			
DIRECCIÓN	Dirección de Planeamiento	ÁREA	Planeamiento Eléctrico
MACROPROCESO	Planificar la Operación Energética y Eléctrica del SNI.	PROCESO	Realizar la Planificación Eléctrica Estacional
SUBPROCESOS	Análisis de estabilidad de pequeña señal	RESPONSABLE	Ingenieros de APEL
OBJETIVOS RELACIONADOS	Mantener los voltajes, frecuencia e intercambios internacionales Mantener las condiciones normales del Sistema después de que ocurra una contingencia simple, de acuerdo a la normativa. Asegurar el abastecimiento eléctrico en el país bajo condiciones de seguridad, calidad, economía y sostenibilidad. Desarrollar competencias relacionadas a la planificación de la expansión y modelo de cartera del sector eléctrico		
DESCRIPCIÓN DEL SUBPROCESO	Analizar la problemática de oscilaciones no amortiguadas de baja frecuencia que podrían presentarse en el sistema e identificar las condiciones operativas que conlleven el riesgo de presencia de oscilaciones crecientes en condiciones normales de operación		
PROCEDIMIENTOS ASOCIADOS	PR-DPL-12: Análisis de Estabilidad de Pequeña señal		
CONTEXTO EXTERNO	Descripción del medio externo donde se desarrolla el proceso, clientes afectados, etc.		
CONTEXTO INTERNO	Breve descripción de cómo se asocia el proceso en análisis a los procesos del CENACE, objetivos estratégicos, etc.		
Factores de riesgo externo	Causa	Factores de riesgo interno	Causa

Crecimiento económico del país, inversión de proyectos de generación	Falta de recursos económicos, fuentes de financiación	Recurso humano	Falta de experticia en el análisis
Crecimiento de la demanda del suministro eléctrico	Falta de inversión en proyectos que permitan cubrir la demanda en crecimiento	Disponibilidad de tecnología	Software y hardware NO adecuado para realizar los análisis
Riesgo de factores naturales y humanos, planes de contingencia para mantener el suministro eléctrico	Producto de salidas intempestivas de elementos del sistema eléctrico ecuatoriano	Procedimientos actualizados	Procedimientos acordes a las necesidades del sistema, eficientes, cumplan la normativa
Normativa asociada al sector eléctrico	Falla en el equipamiento, control de nuevos ingresos de generación	Estructura del área	Organización del personal que tenga la disponibilidad de tiempo para el análisis y desarrollo de otras metodologías
Información de los agentes de generación, transmisión y distribución	Sin la información adecuada, los análisis no podrían realizarse de la mejor manera.	Nuevas metodologías de análisis	Realización de investigación de nuevas metodologías que permitan la elaboración de análisis más detallados
		Disponibilidad de Información técnica y operativa interna	Acceso a información que permita el desarrollo del análisis
Fecha del informe: 2014-10-01			

Fuente: Resultados análisis

Tabla 22:

Subproceso Bandas de Voltaje y Factores de Potencia.

DEFINICIÓN DEL CONTEXTO			
DIRECCIÓN	Dirección de Planeamiento	ÁREA	Planeamiento Eléctrico
MACROPROCESO	Planificar la Operación Energética y Eléctrica del SNI.	PROCESO	Realizar la Planificación Eléctrica Estacional
SUBPROCESOS	Bandas de Voltaje y Factores de Potencia	RESPONSABLE	Ingenieros de APEL
OBJETIVOS RELACIONADOS	Mantener los voltajes, frecuencia e intercambios internacionales Mantener las condiciones normales del Sistema después de que ocurra una contingencia simple, de acuerdo a la normativa. Asegurar el abastecimiento eléctrico en el país bajo condiciones de seguridad, calidad, economía y sostenibilidad. Desarrollar competencias relacionadas a la planificación de la expansión y modelo de cartera del sector eléctrico		

DESCRIPCIÓN DEL SUBPROCESO	Determinar las bandas de voltaje y factores de potencia en el Sistema Nacional Interconectado, para mantener una operación segura tanto en condiciones normales como en condiciones de emergencia		
PROCEDIMIENTOS ASOCIADOS	IT-DPL-07: Determinación de las bandas de voltaje y factores de potencia del SNI.		
CONTEXTO EXTERNO	Descripción del medio externo donde se desarrolla el proceso, clientes afectados, etc.		
CONTEXTO INTERNO	Breve descripción de cómo se asocia el proceso en análisis a los procesos del CENACE, objetivos estratégicos, etc.		
Factores de riesgo externo	Causa	Factores de riesgo interno	Causa
Crecimiento económico del país, inversión de proyectos de generación	Falta de recursos económicos, fuentes de financiación	Recurso humano	Falta de experticia en el análisis
Crecimiento de la demanda del suministro eléctrico	Falta de inversión en proyectos que permitan cubrir la demanda en crecimiento	Disponibilidad de tecnología	Software y hardware NO adecuado para realizar los análisis
Política de estado en el desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano	Planificación que no cubre a todos los requerimientos de la demanda, elementos de transmisión y transformación	Procedimientos actualizados	Procedimientos acordes a las necesidades del sistema, eficientes, cumplan la normativa
Riesgo de factores naturales y humanos, planes de contingencia para mantener el suministro eléctrico	Producto de salidas intempestivas de elementos del sistema eléctrico ecuatoriano	Estructura del área	Organización del personal que tenga la disponibilidad de tiempo para el análisis y desarrollo de otras metodologías
Normativa asociada al sector eléctrico	Falla en el equipamiento, control de nuevos ingresos de generación	Nuevas metodologías de análisis	Realización de investigación de nuevas metodologías que permitan la elaboración de análisis más detallados
Información de los agentes de generación, transmisión y distribución	Sin la información adecuada, los análisis no podrían realizarse de la mejor manera.	Disponibilidad de Información técnica y operativa interna	Acceso a información que permita el desarrollo del análisis
Fecha del informe:	2014-10-01		

Fuente: Resultados análisis.

Tabla 23:

Subproceso Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales.

DEFINICIÓN DEL CONTEXTO			
DIRECCIÓN	Dirección de Planeamiento	ÁREA	Planeamiento Eléctrico

MACROPROCESO	Planificar la Operación Energética y Eléctrica del SNI.	PROCESO	Realizar la Planificación Eléctrica Estacional
SUBPROCESOS	Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales	RESPONSABLE	Ingenieros de APEL
OBJETIVOS RELACIONADOS	Mantener los voltajes, frecuencia e intercambios internacionales Mantener las condiciones normales del Sistema después de que ocurra una contingencia simple, de acuerdo a la normativa. Asegurar el abastecimiento eléctrico en el país bajo condiciones de seguridad, calidad, economía y sostenibilidad. Desarrollar competencias relacionadas a la planificación de la expansión y modelo de cartera del sector eléctrico		
DESCRIPCIÓN DEL SUBPROCESO	Determinar las transferencias de las Interconexiones Internacionales asegurando condiciones de operación seguras para el Sistema Nacional Interconectada		
PROCEDIMIENTOS ASOCIADOS	IT-DPL-08: Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales		
CONTEXTO EXTERNO	Descripción del medio externo donde se desarrolla el proceso, clientes afectados, etc.		
CONTEXTO INTERNO	Breve descripción de cómo se asocia el proceso en análisis a los procesos del CENACE, objetivos estratégicos, etc.		
Factores de riesgo externo	Causa	Factores de riesgo interno	Causa
Normativa asociada al sector eléctrico	Falla en el equipamiento, control de nuevos ingresos de generación	Recurso humano	Falta de experticia en el análisis
Información de expansión de los agentes de generación, transmisión y distribución	Sin la información adecuada, los análisis no podrían realizarse de la mejor manera.	Disponibilidad de tecnología	Software y hardware NO adecuado para realizar los análisis
Normativa internacional referida al intercambio de transacciones de electricidad con otros países	Restricción de intercambios internacionales de electricidad	Procedimientos actualizados	Procedimientos acordes a las necesidades del sistema, eficientes, cumplan la normativa
Riesgo de factores naturales y humanos, planes de contingencia para mantener el suministro eléctrico	Producto de salidas intempestivas de elementos del sistema eléctrico ecuatoriano	Estructura del área	Organización del personal que tenga la disponibilidad de tiempo para el análisis y desarrollo de otras metodologías
		Metodologías de análisis	Realización de investigación de nuevas metodologías que permitan la elaboración de análisis más detallados
		Disponibilidad de Información técnica y operativa interna	Acceso a información que permita el desarrollo del análisis
Fecha del informe:	2014-10-01		

Nota fuente: Resultados análisis.

4.3.4 Definición de los criterios para el análisis del riesgo

- Definición de los tipos o clasificación de los riesgos: considerando que la determinación de los tipos de riesgos es parte del proceso de identificación del riesgo, se la realiza mediante un proceso de lluvia de ideas, que serán registradas en las Tablas 24 y 25.
- Como se definen las probabilidades e impacto en la evaluación del riesgo, el detalle de las probabilidades e impacto de la evaluación del riesgo se muestran en las Tablas 26 y 27.
- Nivel de aceptación o no de un riesgo: el nivel de aceptación de riesgos se define en la Tabla 26.

4.3.5 Definición de los riesgos asociados a la planificación eléctrica del CENACE

4.3.5.1 Tipos de riesgo asociados a la Planificación Eléctrica Estacional:

Tabla 24:

Listado de riesgos asociados a la Planificación Eléctrica Estacional.

No.	TIPOS DE RIESGOS	EXTERNOS O INTERNOS	RIESGOS Riesgos que afectan los objetivos de la Organización, referidos al Proceso de la Planificación Eléctrica Estacional
1	Riesgos Estratégicos	I	Falencias en la estructura organizacional del APEL
2		E	Falencias en el marco regulatorio vigente
3		I	Pérdida de imagen de la empresa
4		E	Aparición de nuevos competidores
5	Riesgos de asignación de recursos	I	Disponibilidad de personal
6		I	No actualización del software para análisis eléctrico
7		I	Capacitación para el desarrollo de nuevas tecnologías de análisis

8	Riesgos operacionales	E	Desabastecimiento del suministro de energía eléctrica
9		I	Mala calidad del suministro de energía eléctrico
10		E	Falta de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica
11		I	Aprobación errónea de mantenimientos en los elementos del SNI.
12		I	Falla en la entrega de productos/servicio
13		I	Procedimientos NO actualizados
14		E	Información técnica - operativa actual y de expansión de los agentes de generación, transmisión y distribución
15	Riesgos de entorno	E	Normativa asociada al sector eléctrico ecuatoriano, creación o cambio de las leyes que rigen el sector
16		E	Normativa internacional referida al intercambio de transacciones de electricidad con otros países
17		E	Falta de inversión en equipamiento que permita mantener el servicio de energía eléctrica en las mejores condiciones, considerando el crecimiento de la demanda
18		E	Falta de comunicación con los agentes que conforman el mercado eléctrico ecuatoriano y operadores internacionales

Fuente: Resultados análisis.

4.3.5.2 Definición de los tipos de riesgo asociados a los procesos de la Planificación Eléctrica Estacional:

Tabla 25:

Definición de los tipos de riesgo

DEFINICIÓN DE LOS TIPOS DE RIESGO			
DIRECCIÓN	Dirección de Planeamiento	ÁREA	Planeamiento Eléctrico
MACROPROCESO	Planificar la Operación Energética y Eléctrica del SNI.	PROCESO	Realizar la Planificación Eléctrica Estacional
		RESPONSABLE	Ingenieros de APEL
SUBPROCESOS	Determinar Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia Determinar reservas Análisis de estabilidad de pequeña señal Bandas de Voltaje y Factores de Potencia Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales		
PROCEDIMIENTOS ASOCIADOS	PR-DPL-08: Determinación Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia PR-DPL-10: Determinación de la Reserva de Generación para Regulación de Frecuencia PR-DPL-12: Análisis de Estabilidad de Pequeña señal IT-DPL-07: Determinación de las bandas de voltaje y factores de potencia del SNI. IT-DPL-08: Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales		

TIPOS DE RIESGOS			
ESTRATEGICOS	RECURSOS	OPERACIONALES	ENTORNO
Falencias en la estructura organizacional del APEL	Disponibilidad de personal	Desabastecimiento del suministro de energía eléctrica	Normativa asociada al sector eléctrico ecuatoriano, creación o cambio de las leyes que rigen el sector
Falencias en el marco regulatorio vigente	No actualización del software para análisis eléctrico	Mala calidad del suministro de energía eléctrica	Normativa internacional referida al intercambio de transacciones de electricidad con otros países
Pérdida de imagen de la empresa	Capacitación para el desarrollo de nuevas tecnologías de análisis	Falta de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica	Falta de inversión en equipamiento que permita mantener el servicio de energía eléctrica en las mejores condiciones, considerando el crecimiento de la demanda
Aparición de nuevos competidores		Aprobación errónea de mantenimientos en los elementos del SNI.	Falta de comunicación con los agentes que conforman el mercado eléctrico ecuatoriano y operadores internacionales
		Falla en la entrega de productos/servicio	
		Procedimientos NO actualizados	
		Información técnica - operativa actual y de expansión de los agentes de generación, transmisión y distribución	
Fecha del informe: 2014-10-01			

Fuente: Resultados análisis.

4.3.6 Definición los niveles de impacto y de probabilidad de riesgos

Los niveles de impacto y probabilidad de riesgos permiten considerar los niveles o valores en base a los cuales se determinará el nivel de riesgo estimado en la Tabla 31, análisis cualitativo de riesgos. Los valores son semejantes a los valores de las Tablas 6 y 7 del Capítulo III, que servirán de referencia para el análisis de los demás procesos del CENACE.

4.3.6.1 Niveles de impacto

Tabla 26:

Definición de probabilidades para el análisis de riesgos.

PROBABILIDAD			
Nivel	Designación	Descripción	Frecuencia
1	REMOTO	El evento puede ocurrir únicamente en circunstancias excepcionales	No ha ocurrido en los últimos 5 años
2	IMPROBABLE	El evento pudo haber ocurrido en algún momento	Ha ocurrido al menos una vez en los últimos 5 años
3	POSIBLE	El evento podría ocurrir en algún momento	Ha ocurrido una vez en el último año
4	PROBABLE	El evento probablemente ocurrirá en la mayoría de las circunstancias	Ha ocurrido al menos 2 veces en el último año
5	FRECUENTE	El evento ocurriría en la mayoría de casos	Ha ocurrido una vez al mes en el último año

Fuente: Resultados análisis.

4.3.6.2 Niveles de probabilidad

Tabla 27:

Definición de los niveles de impacto para el análisis de riesgos.

IMPACTO (Asociado al usuario final)		
Nivel	Designación	Descripción
1	INSIGNIFICANTE	Si el evento llegará a presentarse, se tendrían consecuencias o efectos mínimos sobre el proceso

2	BAJO	Si el evento llegará a presentarse, tendría un bajo impacto o efecto sobre el proceso
3	MODERADO	Si el evento llegará a presentarse, tendría un efecto o impacto de median magnitud sobre el proceso
4	ALTO	Si el evento llegará a presentarse, tendría altas consecuencias o efectos sobre el proceso
5	EXTREMO	Si el evento llegará a presentarse, las consecuencia o efectos serían desastrosos sobre el proceso

Fuente: Resultados análisis.

4.3.7 Definición de la matriz de riesgos

Para el presente análisis se considerará la siguiente matriz de riesgos, que permite definir el coloreo del riesgo, niveles de impacto y probabilidades, que se muestra en la Figura 23.

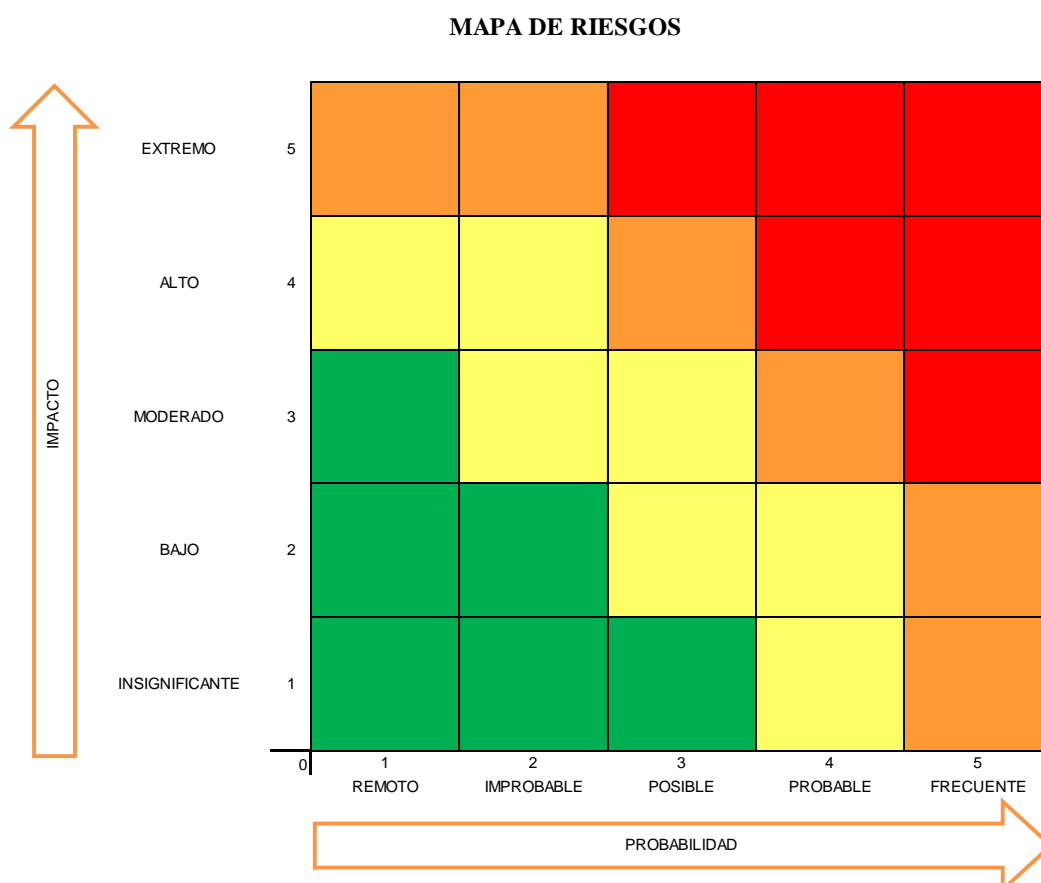


Figura 23: Matriz de riesgo a ser utilizada.





Fuente: Resultados análisis.

4.3.8 Determinación de los niveles de aceptación del riesgo

A continuación, en la Tabla 28, se muestran los niveles de aceptación y control de riesgo que se considerarán para la determinación de los riesgos a ser tratados.

Tabla 28:

Determinación de los niveles de aceptación y control del riesgo.

VALORACIÓN DE COLORES DE RIESGO		
Color	Nivel Riesgo	Descripción
	Riesgo Extremo	Requiere de una acción inmediata, riesgo inaceptable
	Riesgo Alto	Requiere de acciones de alta dirección, riesgo generalmente no aceptable
	Riesgo moderado	Requiere acciones de coordinación y dueño del proceso, riesgo generalmente aceptable
	Riesgo Bajo	Se maneja con controles rutinarios, riesgo aceptable

Fuente: Resultados análisis.

4.3.9 Determinación del nivel de riesgo

Para el presente análisis, el nivel de riesgo se define en función de la probabilidad y el impacto de los riesgos analizados cuyos resultados se observan en la Tabla 31 del análisis de riesgo, del punto 4.3.12.1.

4.3.10 Identificación del riesgo

A continuación, en la Tabla 29, se muestran los resultados de análisis de las causas, fuentes y consecuencias de los 18 riesgos definidos originalmente:

Tabla 29:

Matriz de identificación de riesgos.

IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS						
DIRECCIÓN	Dirección de Planeamiento			ÁREA	Planeamiento Eléctrico	
MACROPROCESO	Planificar la Operación Energética y Eléctrica del SNI.			PROCESO	Realizar la Planificación Eléctrica Estacional	
SUBPROCESOS	Determinar Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia Determinar reservas Análisis de estabilidad de pequeña señal Bandas de Voltaje y Factores de Potencia Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales			RESPONSABLES	Ingenieros de APEL	
RIESGOS		INTER / EXTER	DESCRIPCIÓN	CAUSAS	FUENTES	CONSECUENCIAS
Riesgos Estratégicos	Falencias en la estructura organizacional de CENACE	I	Por el esquema actual existe la factibilidad de retrasar la entrega de los estudios, considerando que el personal que realiza este proceso también realiza trabajos de corto plazo	Desconocimiento del problema por parte del personal administrativo. Falta de personal	Manual de Procesos, Manual de responsabilidades	Entrega no oportuna de los estudios Productos que no cumplan los objetivos de calidad del CENACE
	Pérdida de imagen de la empresa	I	Presencia de problemas de calidad, seguridad y confiabilidad en la aplicación de los análisis realizados.	Reclamos de los agentes del sistema por la actuación no planificada, fruto de los estudios realizados	Agentes del sistema	Insatisfacción de los agentes del sistema
	Falencias en el marco regulatorio vigente	E	Existencia de vacíos o desactualizaciones de las regulaciones de CONELEC referidas a	Falta comunicación con CONELEC Análisis dedicado a la actualización de las	Regulaciones vigentes	Productos que no cumplan los objetivos de calidad del CENACE

			los estudios de Reservas y EAC.	regulaciones		
	Aparición de nuevos competidores	E	Posibilidad de crear entidades que realicen los análisis de planificación eléctrica estacional	Trasferencia de actividades a otras empresas del sector	Políticas de gobierno	Productos que no cumplan los objetivos de calidad del CENACE
	Disponibilidad de personal	I	Por los diversos procesos que realiza el personal de APEL, los estudios no se entregan de manera oportuna	Actividades paralelas que realiza el personal de ACD, corto y largo plazo	Personal insuficiente para realizar actividades de planificación estacional	Entrega no oportuna de los estudios Productos que no cumplan los objetivos de calidad del CENACE
	No actualización del software para análisis eléctrico	I	Los análisis de se realizan utilizando programas dedicados que deben estar actualizados y disponibles	Actualización no oportuna de software Capacitación sobre el manejo del software	Planificación anual de actualización de licencias, falta de ejecución	Entrega no oportuna de los estudios Productos que no cumplan los objetivos de calidad del CENACE
Riesgos de asignación de recursos	Capacitación para el desarrollo de nuevas tecnologías de análisis	I	Los análisis de planificación estacional son de carácter altamente técnicos, y requieren de una constante actualización de conocimientos y desarrollo de nuevas aplicaciones que permitan mantener la calidad de los productos	Cumplimiento efectivo de los planes de capacitación	Planificación anual de capacitación, Falta de asignación de recursos	Insatisfacción de los agentes del sistema
Riesgos operacionales	Desabastecimiento del suministro de energía eléctrica	I	Falla en el suministro de energía eléctrica ante la actuación errónea del EAC por baja frecuencia, ó falta de reservas en la generación, o colapsos producidos por bajos voltajes, o actuación del esquema de separación de áreas con Colombia.	Análisis erróneo de los estudios de planificación eléctrica estacional Falta experticia en elaboración de análisis Procedimientos no actualizados Falta de información de los agentes	Salidas intempestivas de elementos del sistema nacional de transmisión, generadores o enlaces internacionales. Normativa no actualizada	Falla en la continuidad del servicio de energía eléctrica al país.

Mala calidad del suministro de energía eléctrica	I	Parámetros eléctricos (frecuencia y voltaje) que salen de sus límites de operación normal, o que no cumplen la normativa vigente para condiciones de operación normal y de emergencia	Análisis erróneo de los estudios de planificación eléctrica estacional Falta experticia en elaboración de análisis Procedimientos no actualizados Falta de información de los agentes	Información errónea usada para los estudios, Salidas intempestivas de elementos del sistema nacional de transmisión, generadores o enlaces internacionales. Normativa no actualizada	Servicio de energía eléctrica en malas condiciones para el usuario final, posibles afectaciones a sus instalaciones
Falta de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica	I	Falta de atención ante eventos no considerandos en los análisis, que pueden provocar afectación a la calidad y continuidad de la energía eléctrica. No programación de generación o acciones que permitan mantener la seguridad y confiabilidad del sistema	Análisis erróneo de los estudios de planificación eléctrica estacional Falta experticia en elaboración de análisis Procedimientos no actualizados Falta de información de los agentes	Información errónea usada para los estudios, Salidas intempestivas de elementos del sistema nacional de transmisión, generadores o enlaces internacionales.	Falla en la continuidad del servicio de energía eléctrica al país, Servicio de energía eléctrica en malas condiciones para el usuario final, posibles afectaciones a sus instalaciones
Aprobación errónea de mantenimientos en los elementos del SNI.	I	La aprobación de mantenimientos en el sistema nacional de transmisión pueden producir restricciones de servicio no programadas o fuera de las políticas del sector eléctrico	Información errónea recibida de los agentes, falta de programación de los agentes, desconocimiento de criterios operativos del personal de APEL	Planificación errónea o incompleta de los agentes	Falla en la continuidad del servicio de energía eléctrica al país.
Falla en la entrega de productos/servicio	I	Falta de oportunidad en la entrega de los diversos análisis, en los tiempos normados.	Falta de personal, falta de recursos tecnológicos, falta de información estadística y de los agentes	Falta de recursos	Reclamos de los agentes del sistema, falta de implementación de acciones en los diferentes sistemas, etc.
Procedimientos NO actualizados	I	Diversos métodos para realizar los análisis de planificación eléctrica	Variación de la normativa, ingreso de nuevas metodologías, procesos no aplicables al sistema eléctrico ecuatoriano	Normativa no actualizada	Afectación al suministro de energía eléctrica al usuario final

	Información técnica - operativa actual y de expansión de los agentes de generación, transmisión y distribución	I	Información no actualizada de los agentes	Falta de comunicación con los agentes, seguimiento a la información recibida, archivo de información no óptima	Agentes del sistema	Entrega no oportuna de los estudios Productos que no cumplan los objetivos de calidad del CENACE
	Normativa asociada al sector eléctrico ecuatoriano, creación o cambio de las leyes que rigen el sector	E	Según las políticas de estado, las leyes que rigen el sector pueden cambiar, de tal forma que pueden afectar el funcionamiento del CENACE	Incertidumbre del cambio, desconocimiento del funcionamiento del CENACE, desmotivación del personal.	Políticas de estado, gobierno	Entrega no oportuna de los estudios Productos que no cumplan los objetivos de calidad del CENACE Desaparición de la empresa
	Normativa internacional referida al intercambio de transacciones de electricidad con otros países	E	Las transacciones de electricidad con los países vecinos se pueden restringir, o pueden ser de carácter perjudicial para el mantener la calidad, seguridad y continuidad del servicio de energía eléctrica.	Normativa que restringe las importaciones, falta de pago por la importaciones realizadas, desconocimiento de restricciones operativas	Políticas de estado de gobiernos vecinos.	Productos que no cumplan los objetivos de calidad del CENACE
Riesgos de entorno	Falta de inversión en equipamiento que permita mantener el servicio de energía eléctrica en las mejores condiciones, considerando el crecimiento de la demanda	E	La demanda de energía eléctrica del país está en constante crecimiento, y el desarrollo de los sistemas de generación, transmisión y distribución deben crecer al mismo tiempo, de tal manera que los recursos que vayan ingresando permitan mantener el servicio de energía eléctrica en base al crecimiento de la demanda	Falta de inversión en equipamientos, falta de políticas estatales que permitan la expansión oportuna del sistema, crecimiento demográfico del país, por ende aumento de la demanda de energía eléctrica	Disponibilidad o no de recursos económicos.	Afectación al suministro de energía eléctrica al usuario final

Falta de comunicación con los agentes que conforman el mercado eléctrico ecuatoriano y operadores internacionales	I	Los estudios que desarrolla el APEL se basan en la información oportuna y de calidad que debe recibir de las empresas de generación, transmisión, distribución, regulación y ministerial en sus campos de responsabilidad.	Falta de medios de comunicación, incumplimiento de compromisos, poco interés en el envío de la información, retraso en el envío de la información, desconocimiento de los medios de comunicación	Agentes del sistema	Entrega no oportuna de los estudios Productos que no cumplan los objetivos de calidad del CENACE
---	---	--	--	---------------------	---

Fuente: Resultados análisis.

4.3.11 Definición de causas

En las Figuras 24, 25, 26 y 27 se ejecutan los análisis de las causas que pueden originar los riesgos, mediante el uso de la espina de pescado. El análisis se realiza para un riesgo asociado a cada uno de los tipos de riesgo definidos en la Tabla 30, extensivo a los riesgos más representativos.

Tabla 30:

Riesgos analizados mediante espina de pescado.

TIPO RIESGO	RIESGO
Riesgos Estratégicos	FALENCIAS EN EL MARCO REGULATORIO VIGENTE
Riesgos de asignación de recursos	FALTA DE CAPACITACIÓN, NUEVAS TECNOLOGÍAS
Riesgos operacionales	MALA CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Riesgos de entorno	FALTA DE COMUNICACIÓN CON LOS AGENTES QUE CONFORMAN EL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO Y OPERADORES INTERNACIONALES

Fuente: Resultados análisis.

4.3.11.1 Riesgo Estratégico

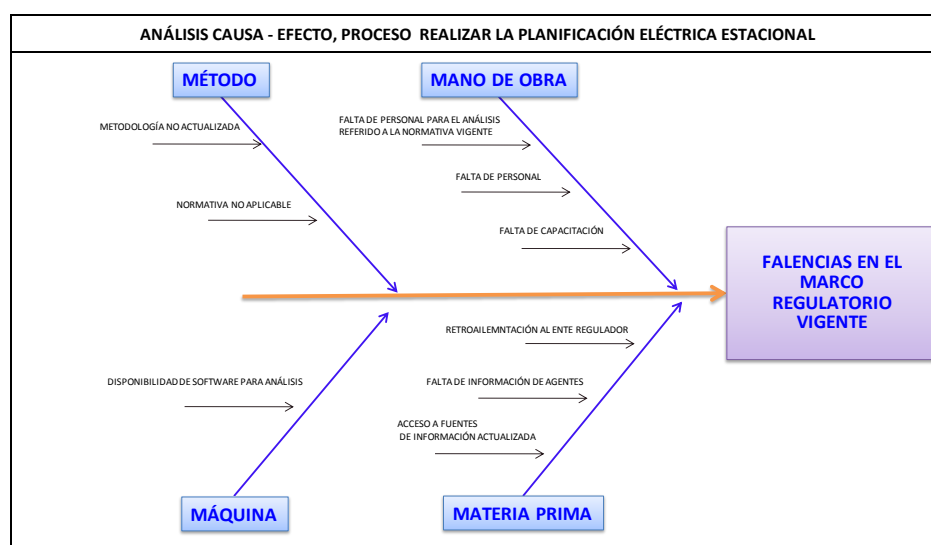


Figura 24: Análisis espina de pescado, riesgo estratégico.

Fuente: Resultados análisis.

4.3.11.2 Riesgo de Asignación de Recursos

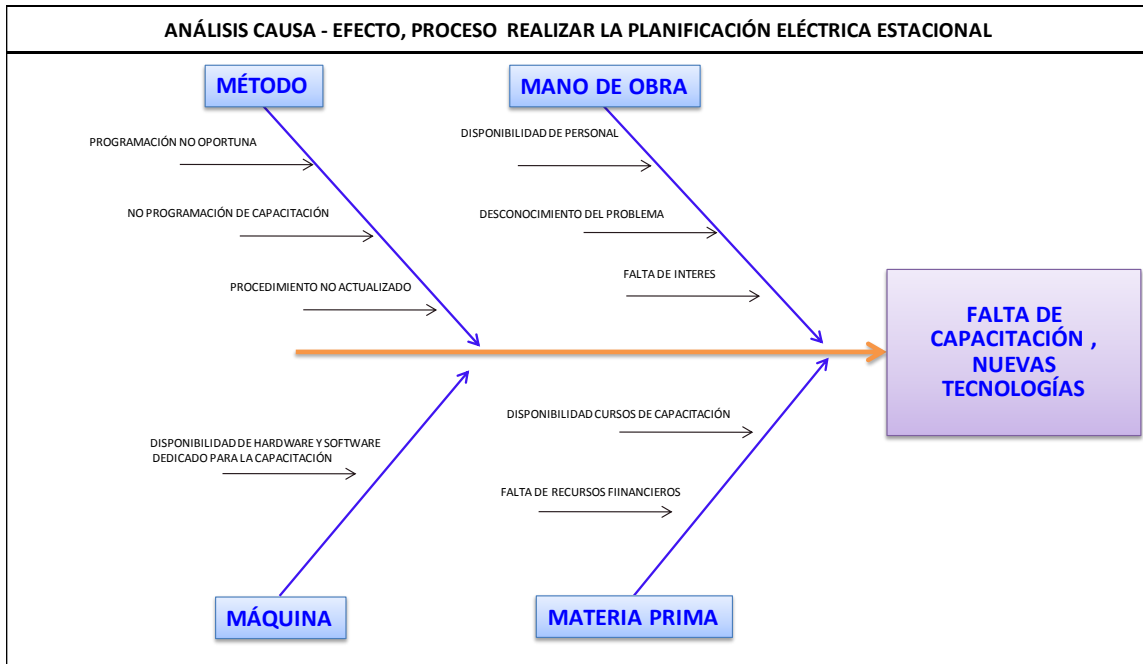


Figura 25: Análisis espina de pescado, riesgo de asignación de recursos.

Fuente: Resultados análisis.

4.3.11.3 Riesgo Operacional

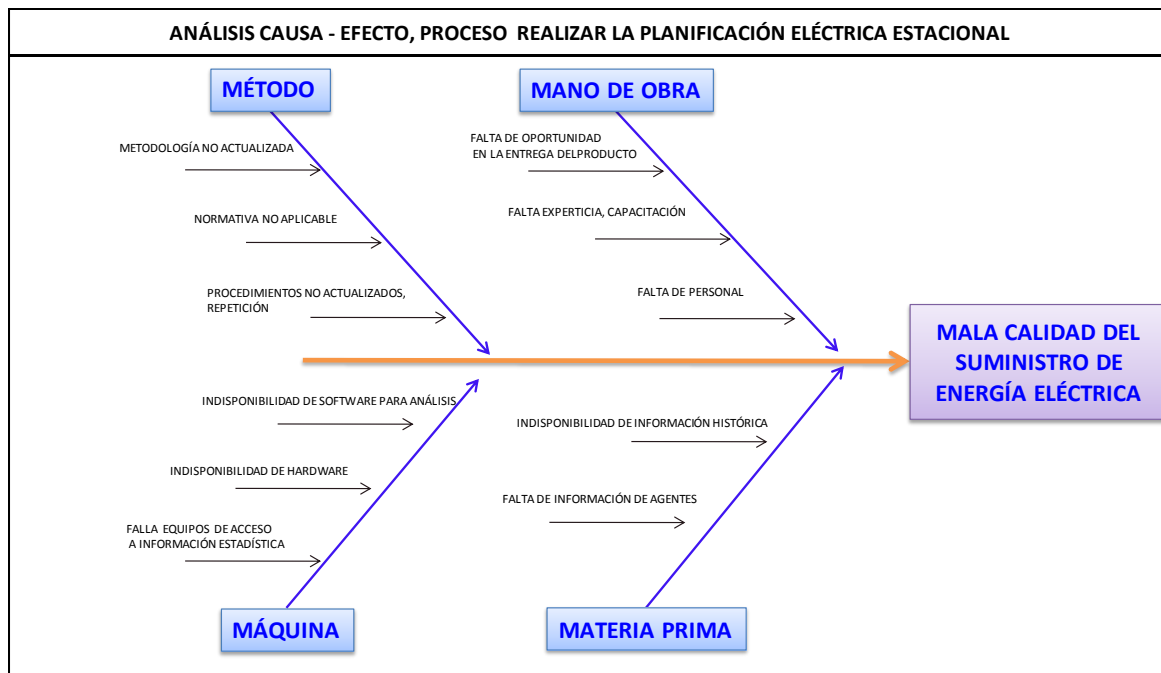


Figura 26: Análisis espina de pescado, riesgo operacional

Fuente: Resultados análisis.

4.3.11.4 Riesgo de Entorno

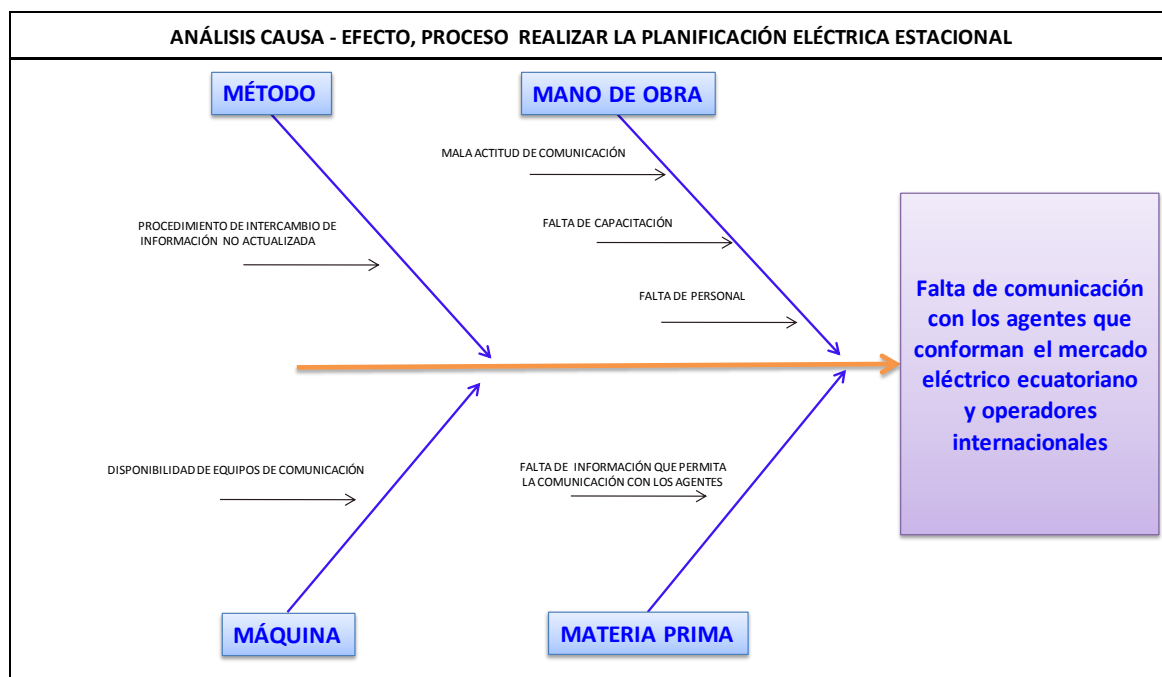


Figura 27: Análisis espina de pescado, riesgo de entorno.

Fuente: Resultados análisis.

4.3.12 Análisis del riesgo

4.3.12.1 Análisis Cualitativo

Tabla 31:

Matriz de análisis cualitativo de riesgos, determinación del nivel de riesgo.

MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS CUALITATIVO						
No.	TIPOS DE RIESGOS	RIESGO Riesgos que afectan los objetivos de la Organización	PROCESO: REALIZAR PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA ESTACIONAL Determinar Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia Determinar reservas Análisis de estabilidad de pequeña señal Bandas de Voltaje y Factores de Potencia Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales			OBSERVACIONES
			Probabilidad	Impacto	Nivel Riesgo	
1	Riesgos Estratégicos	Falencias en la estructura organizacional de CENACE	2	2	4	

2		Pérdida de imagen de la empresa	2	4	8
3		Falencias en el marco regulatorio vigente	3	3	9
4		Aparición de nuevos competidores	2	4	8
5		Disponibilidad de personal	4	2	8
6	Riesgos de asignación de recursos	No actualización del software para análisis eléctrico	2	4	8
7		Capacitación para el desarrollo de nuevas tecnologías de análisis	3	3	9
8		Desabastecimiento del suministro de energía eléctrica	4	5	20
9		Mala calidad del suministro de energía eléctrica	3	4	12
10		Falta de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica	3	5	15
11	Riesgos operacionales	Aprobación errónea de mantenimientos en los elementos del SNI.	3	2	6
12		Falla en la entrega de productos/servicio	3	3	9
13		Procedimientos NO actualizados	3	2	6
14		Información técnica - operativa actual y de expansión de los agentes de generación, transmisión y distribución	3	2	6
15		Normativa asociada al sector eléctrico ecuatoriano, creación o cambio de las leyes que rigen el sector	3	3	9
16		Normativa internacional referida al intercambio de transacciones de electricidad con otros países	2	2	4
17	Riesgos de entorno	Falta de inversión en equipamiento que permita mantener el servicio de energía eléctrica en las mejores condiciones, considerando el crecimiento de la demanda	3	4	12
18		Falta de comunicación con los agentes que conforman el mercado eléctrico ecuatoriano y operadores internacionales	3	3	9

Fuente: Resultados análisis.

4.3.12.2 Análisis Cuantitativo

Para el presente trabajo, el análisis cuantitativo se lo realiza en los dos riesgos más representativos, donde se puede observar el impacto económico que se tiene sobre la continuidad de la energía eléctrica o sobre costos que pueden estar asociados a una planificación eléctrica no eficiente. Los riesgos considerados son: desabastecimiento del suministro de energía eléctrica y falta de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica; a partir del análisis también se determina la mejor opción para el tratamiento del riesgo, los mismos que se muestran en las Tablas 32 y 33 siguientes:

Tabla 32:

Análisis cuantitativo del riesgo de Desabastecimiento del suministro de energía eléctrica.

ANÁLISIS CUANTITIVO DEL RIESGO									
No.	RIESGO	Nivel de Riesgo	PROCESO / SUBPROCESO	EVENTOS DE RIESGO	EVENTOS POR AÑO	FECHAS CARGA DESCONECTADA (MW)			COSTO ENS (USD)
8	Desabastecimiento del suministro de energía eléctrica	20	Determinar Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia	Desconexión de carga por actuación del EAC	3	2013-05-31	2013-07-29	2013-10-18	
						10,78	10,84	12,78	527352
			Determinar reservas	Desconexión de carga por falta de reservas	0				0
			Análisis de estabilidad de pequeña señal	Desconexión de carga por oscilaciones del sistema	1	2013-01-13			8201550
			Bandas de Voltaje y Factores de Potencia	Desconexión de carga por problemas de voltajes	0				0
			Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales	Desconexión de carga por fallas en los enlaces internacionales	1	2013-10-18			537469,8
COSTO TOTAL DEL RIESGO									9266371,8
TIPO DE ACCIÓN:		REDUCIR EL RIESGO	OBJETIVO:	Disminución de los costos de energía no suministrada					

Fuente: Resultados análisis.

El cálculo del costo de energía no suministrado por el desabastecimiento de la demanda es calculado de la Tabla 32, y se realiza considerando la información histórica de CENACE, relacionado a los subprocesos que están siendo analizados y el costo de energía no suministrada emitida por el CONELEC, que está declarada en 153,3 cent USD/KWh. En el anexo 2 se muestra la declaración oficial sobre este costo. Adicionalmente se define el tipo de tratamiento, disminuir el riesgo.

Tabla 33:

Análisis cuantitativo del riesgo de Falta de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

ANÁLISIS CUANTITIVO DEL RIESGO							
No.	RIESGO	Nivel de Riesgo	PROCESO / SUBPROCESO	EVENTOS DE RIESGO	Desvíos	VIOLACIONES	SOBRECOSTO (USD)
10	Falta de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica	15	Determinar Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia	Activación no efectiva de los EAC en las empresas de distribución	34 MW de desvío	Ante el no cumplimiento, el riesgo de desconexión de carga aumenta, el costo de ENS es la diferencia de lo no implementado.	52122
			Determinar reservas	Despachos sin la reserva del caso	Desvió de 64 MW	Ingreso de generación más cara del sistema, sobrecosto	7680
			Análisis de estabilidad de pequeña señal	Altas transferencias en los corredores de 230 kV	Aumento de 25 MW generación	Ingreso de generación más cara del sistema, aumento de importaciones desde Colombia, 22 de octubre de 2013	3000
			Bandas de Voltaje y Factores de Potencia	Aprobación de consignaciones de elementos del SNT que afectan la seguridad y confiabilidad del sistema	20 MW	Elementos sobrecargados no considerados en la aprobación de consignaciones, ingreso de generación	2400
			Estudios Eléctricos de Interconexiones Internacionales	Importaciones o exportaciones desde Colombia que no cumplen los límites establecidos	0	Riesgo de desconexión de carga ante la presencia de un evento de restricción asociado.	0
COSTO TOTAL DEL RIESGO							65202
TIPO DE ACCIÓN:		REDUCIR EL RIESGO	OBJETIVO:		Disminución de los sobre costos que se pueden producir		

Fuente: Resultados análisis.

En la Tabla 33, para la definición de los sobre costos asociados del ingreso de generación se considera un valor medio de 12 cent USD/KWh, que corresponde a una unidad

de generación de combustible diesel, y que son las unidades que generalmente pueden tomar desvíos de demanda, ingreso rápidos, etc.

4.3.13 Evaluación del riesgo

En base a los resultados del análisis cualitativo de los riesgos asociados al proceso Realizar Planificación Eléctrica Estacional, se realiza la evaluación y se desarrolla la Matriz de Riesgos, la misma que se presenta en la Figura 28, a continuación:

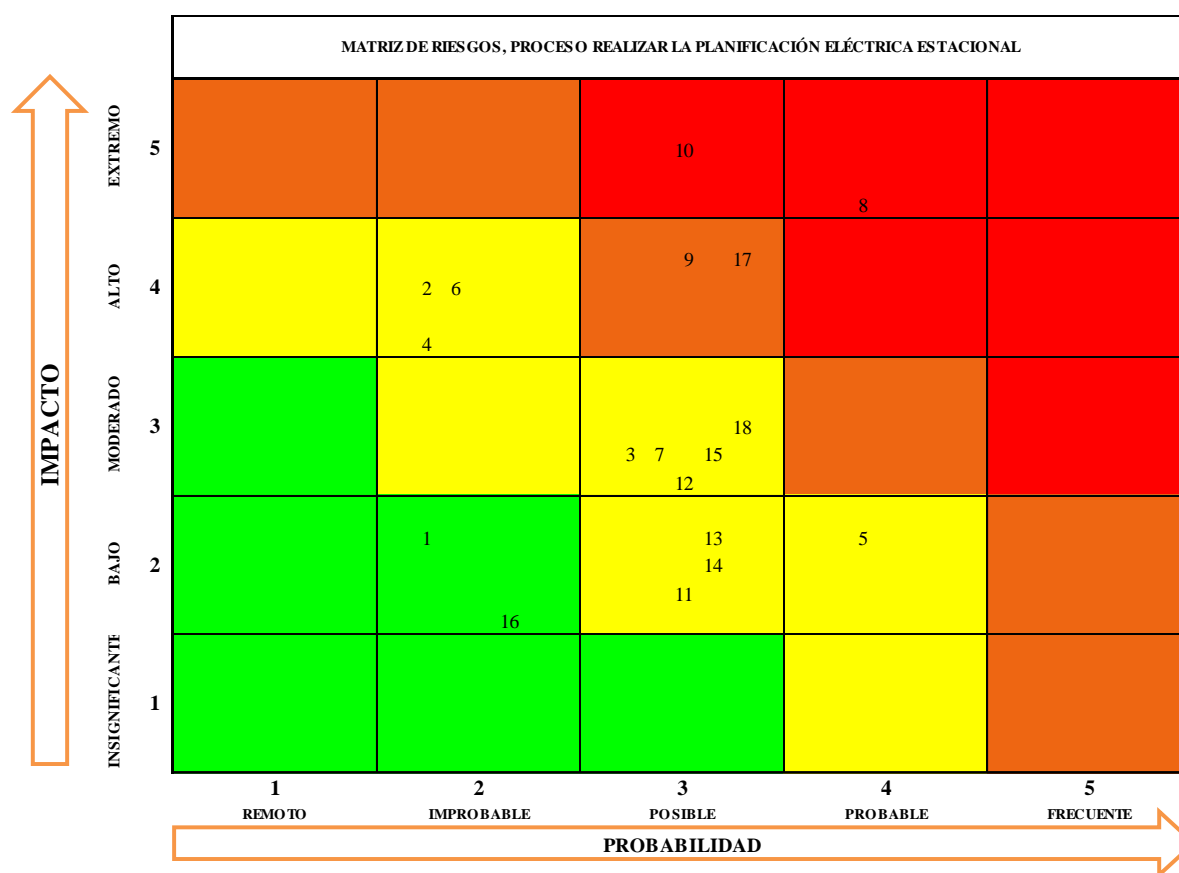


Figura 28: Matriz de riesgos del proceso Realizar Planificación Eléctrica Estacional.

Fuente: Resultados análisis.

Por lo tanto los riesgos a ser considerados para tratamiento son los de RIESGO EXTREMO y RIESGO ALTO, riesgos 8, 9, 10 y 17. Los riesgos de tipo MODERADO de color amarillo deben ser tratados con acciones a mediano plazo, mientras que los riesgos tipo BAJO serán aceptados.

4.3.14 Tratamiento del riesgo y definiciones

En base al análisis Cuantitativo se determina la mejor opción para el tratamiento del riesgo; a continuación en la Tabla 34 se muestran los resultados para los cuatro riesgos que han sido considerados:

Tabla 34:

Matriz de tratamiento del riesgo

MATRIZ DE TRATAMIENTO DEL RIESGO, PROCESO REALIZAR LA PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA ESTACIONAL														
No.	RIESGO	P	I	Nivel de Riesgo	TIPO DE TRATAMIENTO					ACCIONES A IMPLEMENTARSE	RESPONSABLE	PLAZO	INDICADOR SEGUIMIENTO ISR	OBSERVACIONES DE SEGUIMIENTO
					Evitar	Reducir	Dispensar	Transferir	Asumir					
8	Desabastecimiento del suministro de energía eléctrica	4	5	20		X			Revisión de los procedimientos asociados a los 5 subprocesos, que permitan realizar el análisis de manera adecuada.	Coordinador APEL	2014-10-31	Cumplimiento de actividades ISR1 = 0,5 cumplimiento de una actividad	Actividad ejecutada al 100 %	
									Solicitud oportuna de la información de los agentes y verificación de que la información sea la adecuada.	Coordinador APEL	2014-10-31		Actividad no ejecutada	
									Planificar y ejecutar plan de capacitación referido a cada uno de los 5 subprocesos	Coordinador APEL	2015-03-30		La fecha planteada es la planificación, la ejecución de la capacitación debe ser realizada máximo en 6 meses	
									Formación de un grupo de trabajo que permita revisar la normativa vigente y plantear los cambios requeridos para mejorar los procesos y posterior puesta a disposición al CONELEC para su aprobación final	Coordinador APEL	2014-12-30		Se debe realizar un plan de acción que permita ejecutar la actividad hasta la aprobación del CONELEC	
10	Falta de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica	3	5	15		X			Revisión de modelos y parámetros de los sistemas de transmisión, generación y carga, que permitan realizar análisis en el programa de simulación	Coordinador APEL	2014-10-31	Cumplimiento de actividades ISR2 = 0,7 cumplido en parte	Actividad cumplida en el 70% de su ejecución	
9	Mala calidad del suministro de energía eléctrica	3	4	12		X			Revisión de la información histórica y herramientas de aplicación para el programa de simulación.	Coordinador APEL	2014-11-30	Cumplimiento de actividades ISR3 = 1 Revisión de actividades	Actividad a ser verificada a fines de noviembre 2014	

17	Falta de inversión en equipamiento que permita mantener el servicio de energía eléctrica en las mejores condiciones, considerando el crecimiento de la demanda	3	4	12	X	Realización de seguimiento del crecimiento de la demanda de energía eléctrica asociado al ingreso de nuevos proyectos de generación y transmisión	Coordinador APEL	2014-10-31	Cumplimiento de actividades ISR4 = 1 cumplimiento efectivo de una actividad	Actividad ejecutada al 100 %
						Los resultados de la actividad anterior deben plantearse al organismo estatal respectivo, MEER, y ejecutarla de manera periódica, consideración de este proceso en los procedimientos del APEL.	Coordinador APEL	2014-12-30		

FECHA INICIAL DE ANÁLISIS: 2014-09-01

ELABORADO POR: Ingenieros APEL

FECHA DE SEGUIMIENTO: 2014-10-31

Fuente: Resultados análisis.

4.3.15 Definición del proceso para el monitoreo y revisión

El seguimiento o revisión del proceso de gestión de riesgos se lo realizará de manera mensual a todos los procesos que se consideren. La responsabilidad de la elaboración del reporte es la misma que se definió en el punto 4.3.2., personal de APEL. Los indicadores del seguimiento de riesgo ISR han sido evaluados en la Tabla 34 y los indicadores de reducción de riesgo (IRR basada en la disminución de costos) se evaluarán en relación al sobre costo total del año anterior, de la siguiente manera:

Ejemplo:

$CENS_{aaaa}/12$ = Costos energía no suministrada año anterior prorrateado para los 12 meses del año, por ejemplo: 9266371,8 USD anual, 772197,75 USD mensual.

$CENS_m$ = Costos de energía no suministrada mes análisis, por ejemplo: 100000 USD.

IRR_m = Indicador de reducción de riesgo mensual.

$$IRR_m = (1 - CENS_m / CENS_{aaaa}/12) = (1 - 100000 / 772197,75) = 0.87.$$

Por lo tanto, en la Tabla 35 se muestra el ejemplo del proceso de monitoreo para el proceso en análisis, determinando el indicador de gestión de riesgo:

Tabla 35:

Matriz de tratamiento del riesgo.

INDICADOR DE GESTIÓN DE RIESGO				
PROCESO EVALUADO	REALIZAR LA PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA ESTACIONAL	Fecha Revisión	2014-10-31	
Responsable de elaboración:	Ing. Javier Iza	Revisado por:	Coordinador APEL	
Riesgo tratado	Indicador de seguimiento del riesgo	Indicador de reducción del riesgo	IGR individual	OBSERVACIONES

Desabastecimiento del suministro de energía eléctrica	0,5	0,7	0,6	El IRR considera el valor de individual del sobrecosto en relación al año anterior
Falta de seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica	0,7	0,5	0,6	El IRR considera el valor de individual del sobrecosto en relación al año anterior
Mala calidad del suministro de energía eléctrica	1	0,9	0,95	El IRR considera el valor de individual del sobrecosto en relación al año anterior
Falta de inversión en equipamiento que permita mantener el servicio de energía eléctrica en las mejores condiciones, considerando el crecimiento de la demanda	1	0,9	0,95	El IRR considera el valor de individual del sobrecosto en relación al año anterior
INDICADOR DE GESTIÓN DE RIESGOS DEL PROCESO			0,775	Promedio de IGR individuales, mientras llegue a 1 es mejor.

Fuente: Resultados análisis.

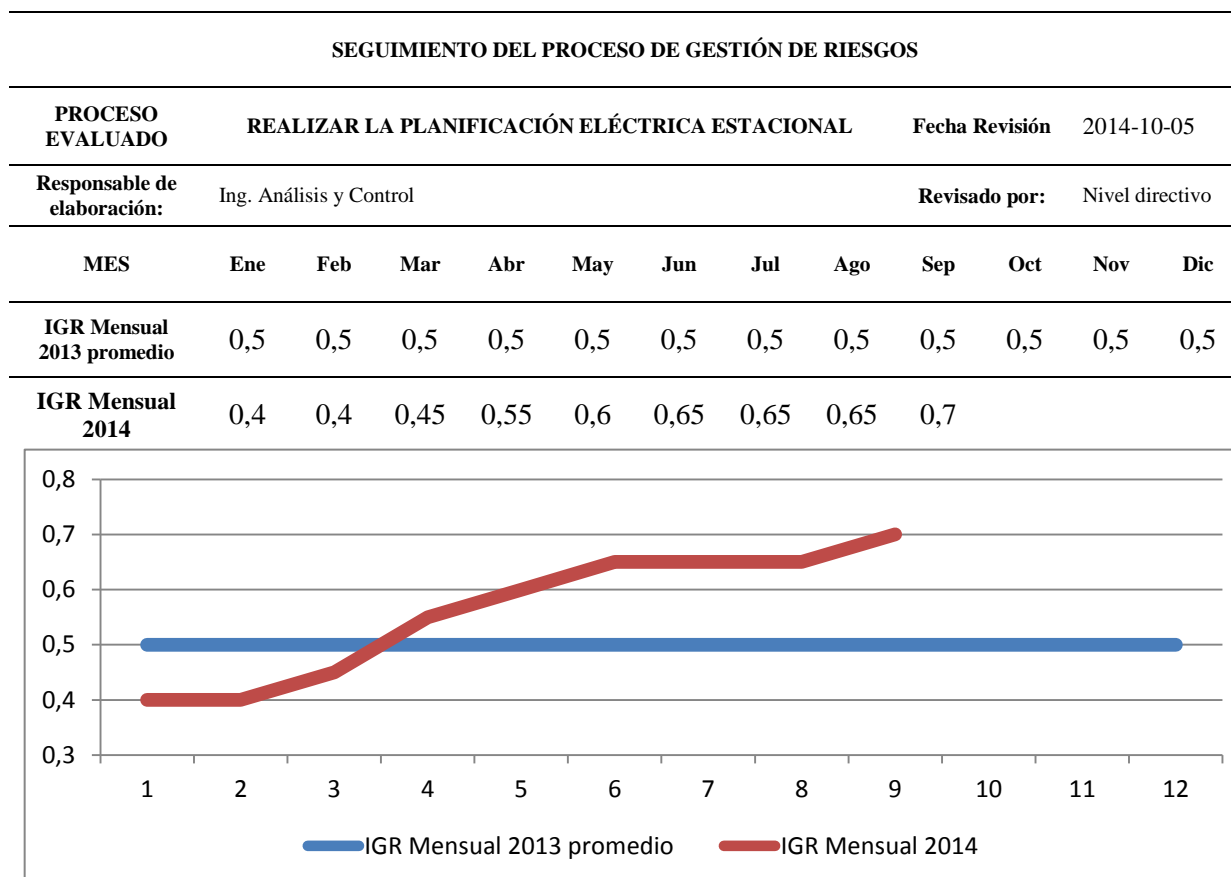
Por lo tanto, para el mes de octubre de 2014 se ha determinado el indicador de gestión de riesgos para el proceso Realizar Planificación Eléctrica Estacional, cuyo valor está en 0.775. Mientras el IGR tienda a 1 será mejor.

4.3.16 Definición del proceso de comunicación y mejora continua

La comunicación y demostración de la mejora continua se realizará mediante la presentación de avance de las acciones para el tratamiento del riesgo, revisada de manera trimestral por el personal directivo. Un ejemplo del seguimiento y comunicación se muestra en la Tabla 36:

Tabla 36:

Matriz para el seguimiento de gestión de riesgos.



4.4 PROPUESTA GENERAL.

De manera general, en el punto 4.3 se ha realizado el despliegue de la metodología y herramientas planteadas para el proceso de gestión de riesgos de una empresa dentro del sector eléctrico, se ha cubierto gran parte de los análisis de datos que se dispone en la base de datos históricos del CENACE, encontrando varios riesgos de carácter extremo que deben ser tratados y controlados para asegurar de mejor manera la continuidad del servicio de energía eléctrica en el Ecuador.

La metodología puede ser implementada en todos los procesos de la cadena de valor del CENACE, y se puede considerar incluso que el seguimiento sea realizado por el área de análisis y control, que sería la encargada de llevar el control de la gestión de riesgos de cada dirección que conforma el CENACE.

La metodología se plasmaría en un PROCESO documentado, y que pasaría a formar parte del sistema de documentación que se maneja en el CENACE. Adicionalmente debe ser incluido en la política de la calidad del CENACE, y las revisiones deben estar en la programación del seguimiento por la Alta Dirección, que se realiza manera periódica.

Se puede implementar un INDICADOR general que pondere la gestión de riesgos por proceso y por dirección, la cual debe ser elaborada de manera periódica, al menos cada 3 meses por la el área de análisis y control, y revisada por el nivel directivo del CENACE.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En el presente trabajo se ha desarrollado una metodología para la gestión de riesgos basada en la norma ISO 31000, que permite su aplicación de manera práctica a una empresa del sector eléctrico.
- La metodología propuesta permite determinar riesgos críticos o extremos, que pueden afectar la continuidad del suministro eléctrico, asociados a los procesos de CENACE, observándose que es factible la aplicación a todos los procesos de la empresa.
- La evaluación de los riesgos asociados a la planificación eléctrica permitiría dar señales de posibles problemas en la expansión del sistema, que a futuro podrían causar restricciones en el suministro de energía eléctrica.
- La presente metodología puede ser replicada en una empresa del sector eléctrico ecuatoriano, considerando las particularidades que se han analizado y las posibles herramientas que pueden aplicarse en el análisis de riesgos.
- Como parte complementaria del presente trabajo se han planteado acciones que pueden disminuir los factores de riesgos, mediante el monitoreo, control y comunicación constante de los avances de actividades para el tratamiento y control de riesgos.
- CENACE cuenta con una vasta información histórica que permite el análisis de riesgos, que pueden afectar la continuidad, calidad, seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico.
- Se recomienda continuar con el proceso de implantación de la metodología de gestión de riesgos basada en la Norma ISO 31000, en todos los procesos del CENACE, que si bien no es certificable le permitiría continuar avanzando a la empresa en el camino de la calidad total.

- Debe desarrollarse el compromiso de un manejo de riesgos integral en el CENACE, que le permita adelantarse en las acciones en el sector eléctrico ecuatoriano, con el fin de mantener estándares de calidad en el suministro de energía eléctrica.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ávila J. (2011). *Medición y Control de Riesgos Financieros*. México.

Audidores Internos (2004). *Gestión de riesgos corporativos*. Madrid.

Bonet A. (2010). *Presentación Gestión de Riesgos, principios y directrices*. Recuperado de <http://www.mapfre.com/fundacion/html/revistas/gerencia/n112/es/estudio3.html>

Bravo O. & Sánchez M. (2007). *Gestión Integral de Riesgos*. Colombia. Bogotá: Consorcio Gráfico.

Campoverde (2013). *Administración de los Riesgos Empresariales*. Recuperado de <http://www.monografias.com/trabajos52/riesgos-empresariales/riesgos-empresariales.shtml#ixzz2estzvV9O>

Carrillo X. (2008). *Gestión por procesos y riesgo operacional en el Banco del Estado*. Quito

XM. (2013). *Gestión de Riesgos*. Recuperado de <http://www.xm.com.co/Search/Results.aspx?k=riesgos&s=PortalXM>

CENACE (2013). *Plan Estratégico CENACE 2014 – 2017*. Quito.

CENACE (2014). *Informe Control de Gestión, julio 2014*. Quito.

CENACE (2014). *Manual de Calidad, versión 35*. Quito.

CENACE (2013). *Manual de Procesos de la Dirección de Planeamiento del CENACE, versión 11*. Quito.

CENACE (2013). *Manual de Procesos del CENACE, versión 22*. Quito.

CENACE (2014). *Plan anual de operación Enero – Diciembre 2014*. Quito.

Comse Noreste, A.C. (Marzo, 2014). *Análisis de Riesgos, Metodología ISO 31010*. Iniciativa Privada en el Comercio Exterior.

CONELEC (2000). *Regulación No. CONELEC 006/00 Procedimientos de Despacho y Operación*. Quito.

CONELEC (2001). *Regulación No. CONELEC 004/01, Calidad del servicio eléctrico de distribución*. Quito.

Departamento Administrativo de la Función Pública. (2011). *Guía para la administración del riesgo*. Recuperado de http://portal.dafp.gov.co/portal/pls/portal/formularios.retrieve_publicaciones?no=159

Escuela Superior de Administración Pública. (2006). *Implementación programa administración del riesgo*. Recuperado de http://apl01.esap.edu.co/esap/hermesoft/portal/home_1/rec/arc_1043.pdf

González J. (2004). *Mejora en la confiabilidad operaciones de la plantas de generación de energía eléctrica: Desarrollo de una metodología de gestión de mantenimiento basado en el riesgo (RBM)*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.

ISO (2011). *Norma ISO 31000 Gestión del Riesgo Principios y Directrices*. Bogotá: Icontec.

ISO (2009). *Norma ISO 31010 Risk management – Risk assessment techniques*. USA: IEC/FDIS

La Suma de Todos (2014). *Análisis de Riesgos, Análisis y Cuantificación*. Recuperado de http://www.madrid.org/cs/Satellite?c=EMPR_Metodologia_Proc&cid=1134477765227&idioma=_es&pagename=Emprendedores%2FEMPR_Metodologia_Proc%2FEMPR_AR_DetalleProcesoTemplate&subproc=5

- Laino D. (2008). *Gestión del Riesgo del Negocio Eléctrico Global de una Empresa Energética*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas..
- Mulet E., Alberola M., Ramos V., Ramos J. & Bovea M. (2011). *Problemas resueltos de análisis de riesgos en instalaciones industriales*. España: Universitat Jaume.
- Presidencia de la República del Ecuador (1996). *Ley del Régimen del sector eléctrico*.
- Queensland Government. (2011). *A Guide to Risk Management*. Recuperado de <http://www.treasury.qld.gov.au/office/knowledge/docs/risk-management-guide/>
- Ramos R. (2014). *Mapa de riesgos y acciones de contingencias*. Recuperado de <http://www.monografias.com/trabajos101/mapa-riesgos-y-acciones-contingencias/mapa-riesgos-y-acciones-contingencias.shtml>
- Rubio A. (2008). *Propuesta metodológica para la gestión del Riesgo Operativo en los Procesos de Afiliación y cotizaciones del ISSFA*. Quito: Universidad Andina Simón Bolívar.
- Sapag N. (2007). *Proyectos de Inversión. Formulación y evaluación*. México: Prentice Hall
- Serrano J. (2011). *Análisis y gestión de riesgos en el mantenimiento de un sistema eléctrico, caso de: una subestación en alta tensión*. México D.F.: Instituto Politécnico Nacional,
- Villanueva, J. (Julio, 2012). *Impacto a la Norma ISO 31000 sobre técnicas para la evaluación efectiva de riesgos*. Congreso internacional de Finanzas y Auditoría – VII CIFA, Punta Cana, República Dominicana.

ANEXOS

ANEXO 1: Límites de voltajes y factores de potencia en operación normal vigentes

CONELEC
CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Oficio No. DE-10- 1550

SISGESI N° 77167

Quito, 30 DIC 2010

DPL, DOP

Señor Ingeniero
Gabriel Argüello R.
DIRECTOR EJECUTIVO
CENACE
Ciudad.-

Suplen p t
MA 11.01.06

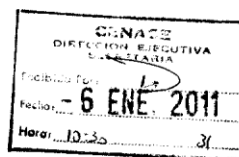
De mi consideración:

Hago referencia al Oficio N° CENACE 3015 del 19 de octubre de 2010, mediante el cual el Administrador del Mercado pone en conocimiento del CONELEC las actualizaciones al estudio denominado "Revisión de las Bandas de Variación de Voltaje en Barras y Factores de Potencia en Puntos de Entrega del Sistema Nacional Interconectado".

Con respecto al estudio en mención, este Consejo envió a la Corporación CENACE sus observaciones y convocó a una reunión de trabajo que se realizó el día 10 de diciembre de 2010.

Una de las conclusiones a las que se llegó en dicha reunión, es que la Corporación CENACE realizará un estudio complementario acerca de la caracterización de las barras del SNT, discriminando entre barras de generación y barras de carga.

Mientras se elabora el estudio complementario acordado, se mantienen vigentes los valores de bandas de variación de tensión y factor de potencia que fueron fijados mediante Oficio N° DE-09-1006, del 14 de mayo de 2009. Estos valores son:



Página 1 de 2

Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. Los Shyris • Telfs.: (593-2) 2268 744 - 2268 746 • Fax: (593-2) 2268 737
Apartado: 17-17-817 • E-mail: conelec@conelec.gov.ec • www.conelec.gov.ec • Quito - Ecuador.

BANDAS DE VARIACIÓN DE VOLTAJE		
Sistema Nacional de Transmisión		
Barras de 230 kV	Barras de 138 kV	Puntos de entrega: Barras de 69 kV, 46 kV y 34.5 kV
+ 7%/-5% del voltaje nominal	+ 5%/-7% del voltaje nominal	+ 3%/-3% del voltaje nominal
FACTORES DE POTENCIA EN PUNTOS DE ENTREGA		
Distribuidores y Grandes Consumidores	Demanda punta	0.96 o superior inductivo
	Demanda media	0.96 o superior inductivo
	Demanda base	Entre 0.96 y 0.99 inductivo

Atentamente,



Ing. Claudia Otero N.

DIRECTORA EJECUTIVA INTERINA

Página 2 de 2

Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. Los Shyris • Telfs.: (593-2) 2268 744 - 2268 746 • Fax: (593-2) 2268 737
Apartado: 17-17-817 • E-mail: conelec@conelec.gov.ec • www.conelec.gov.ec • Quito - Ecuador.

ANEXO 2: Declaración del costo de Energía no Suministrada

CONELEC
CONSEJO NACIONAL ECUATORIANO DE ELECTRICIDAD

Oficio CIRCULAR No. DE-11-

0647

-sisgesi- 61132

Quito, - 3 MAY 2011

Señor

Jorge Glas Espinel.

MINISTRO COORDINADOR DE LOS SECTORES ESTRATÉGICOS

Señor Doctor

Esteban Albornoz V.

MINISTRO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE

Señor Ingeniero

Gabriel Arquello R.

Señores

GERENTE GENERAL Y GERENTES UNIDADES DE NEGOCIO
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR, CELEC-EP

Señores

GERENTE GENERAL Y GERENTES REGIONALES
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD, CNEL

Señores

GERENTES GENERALES Y PRESIDENTES EJECUTIVOS
EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN

En sus despachos.

De mi consideración:

EL CONELEC, se encuentra realizando una consultoría que, entre otros resultados, permitirá construir la matriz de valores de Costos de Energía No Suministrada CENS para nuestro país. Dicha consultoría contempla tres etapas de ejecución que son: diseño del estudio, encuesta a nivel nacional y determinación de los valores de CENS en Ecuador, al momento, la segunda etapa del Estudio se encuentra en ejecución y se prevé tener los resultados para finales del año 2011.

Mientras se desarrolla la citada consultoría, la Dirección de Planificación del CONELEC ha realizado un estudio que contempla una "Estimación Referencial del CENS en Ecuador", para ser utilizado exclusivamente para procesos de planificación de la expansión y operación del Sistema Nacional Interconectado, mismo que fue aprobado por los señores miembros del Directorio del CONELEC en reunión de Directorio del jueves 14 de abril del 2011, mediante Resolución No. 025/11.

El valor aprobado del Costo de la Energía No Suministrada CENS a nivel Nacional es de 153,3 ctv. USD/kWh.

Atentamente,

Dr. Francisco Vergara O.

DIRECTOR EJECUTIVO INTERINO CONELEC

Adjunto Copia Resolución 025/11 Directorio CONELEC, 17 abril 2011

CENACE

- 6 MAY 2011

⁸³³
Diana Galarraza M.
⁵³³
DIRECCIÓN EJECUTIVA

Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. Los Shyris : Telfs.: (593-2) 2268 744 - 2268 746 : Fax: (593-2) 2268 737
Aparado: 17-17-817 : E-mail: conelec@conelec.gov.ec : www.conelec.gov.ec : Quito - Ecuador.